



# UNIVERSIDAD DE CIENCIAS Y ARTES DE CHIAPAS

INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN E INNOVACIÓN EN ENERGÍAS  
RENOVABLES

## TESIS

### “ANÁLISIS Y PROPUESTA DE DISEÑO DE SISTEMAS INTERCONECTADOS A RED PARA TARIFA HM”

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE INGENIERO  
EN ENERGÍAS RENOVABLES

PRESENTA

**ALEJANDRO CHACÓN GONZÁLEZ**

DIRECTOR DE TESIS

**MTO. LUIS ALBERTO HERNÁNDEZ DOMÍNGUEZ**

COORDIRECTOR

**ING. DOMINGO LUISBI GARCÍA VELÁZQUEZ**



## **Agradecimientos**

### **A mis padres...**

Principalmente a ellos, Carlos y Beatriz quienes me mostraron su apoyo desde el inicio de mi carrera hasta culminarla. Por sus consejos y sacrificios que han hecho a lo largo de estos años y que debido a ello he podido llegar a dar este gran paso en mi vida.

### **A mi familia...**

A mis hermanas y tíos Héctor, Luis y Mercedes que siempre me motivaron y alentaron a seguir preparándome para ser un mejor ingeniero, sin olvidar a mi abuelito Antonio y mi abuelita Gloria por su compañía, confianza y amor.

### **A mi asesor...**

Un agradecimiento muy especial al M.C. Luis Alberto Hernández Domínguez, por haberme brindado todo su apoyo incomparable además de su tiempo y esfuerzo durante el desarrollo de este proyecto.

## ÍNDICE

Resumen.....	i
Palabras clave.....	i
Abstract .....	ii
Introducción .....	iii

### Capítulo I

#### La energía solar en los sistemas fotovoltaicos

1.1 Antecedentes .....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	38
1.3 Objetivo general .....	39
1.3.1 Objetivos particulares.....	39
1.4 Justificación.....	40

### Capítulo II

#### Marco teórico

2.1 Introducción .....	41
2.2 Conceptos básicos de electricidad.....	41
2.3 El sol y sus características.....	44
2.3.1 Energía solar.....	45
2.3.2 Radiación solar .....	46
2.3.3 Horas solar pico (HSP).....	47
2.4 Energías Renovables .....	48
2.4.1 Fuentes de energías renovables .....	48
2.4.2 Energía solar fotovoltaica .....	49
2.4.3 efecto fotovoltaico.....	50
2.5 Descripción de los sistemas fotovoltaicos.....	51
2.5.1 Medidor bidireccional .....	52
2.6 Macro componentes fotovoltaicos .....	52
2.6.1 Módulos fotovoltaicos y su clasificación .....	53
2.6.2 Inversores y su clasificación .....	55
2.6.3 Estructuras .....	59
2.7 Micro componentes .....	61

2.7.1 Cableado .....	61
2.7.2 Conectores .....	69
2.7.3 Tierra física .....	71
2.7.4 Protecciones eléctricas .....	73
2.7.5 Tubería .....	74
2.7.6 Accesorios .....	76
2.8 ¿Qué es la interconexión a red y sus beneficios con CFE?.....	78
2.8.1 Reglas generales de interconexión al SEN.....	79
2.8.2 Modalidad para la interconexión.....	79
2.8.3 Instrumentos regulatorias para la interconexión .....	80
2.8.4 Contrato de conexión a la red.....	81
2.9 Costo de un sistema fotovoltaico .....	82
2.10 Tarifas eléctricas .....	83
2.10.1 Regiones tarifarias.....	84
2.10.2 Tarifa HM.....	85
2.10.3 Tarifa GDMTH .....	89
2.11 Conclusión.....	95

### Capítulo III

#### Metodología

3.1 Introducción .....	96
3.2 Análisis de los factores más relevantes que afectan a los costos y uso eficiente de la energía.....	97
3.3 Comparación entre el sistema tarifario HM y GDMTH .....	97
3.4 Análisis de la facturación del consumo de la tarifa HM. ....	99
3.5 Determinación de la ubicación geográfica para la implementación del sistema fotovoltaico. ....	105
3.5.1 Análisis de los factores más relevantes que afectan a los costos y uso eficiente de la energía. ....	106
3.6 Diseño del sistema fotovoltaico .....	107
3.6.1 Selección del número de módulos fotovoltaicos.....	109
3.6.2 Arreglo fotovoltaico .....	112
3.6.3 Selección del inversor .....	114

3.7 Análisis de reducción del CO2.....	115
3.8 Determinación de costos. ....	117
3.8.1 Determinar Costos de inversión. ....	117
3.8.2 Determinar Costos mantenimiento.....	117
3.8.3 Análisis de los beneficios del proyecto. ....	118
3.8.4 Análisis de costo-beneficio .....	119
3.9 Propuesta de ahorro energético. ....	122
3.9.1 Propuesta de ahorro energético en la industria.....	122
3.9.2 Propuesta de ahorro energético en la vivienda.....	123
3.9.3 Propuesta de horario para el uso de la energía correctamente. ....	123
3.9.4 Propuesta de mantenimiento preventivo y correctivo. ....	124
3.8 Conclusión.....	124

## Capítulo IV

### Resultados

4.1 Factores más relevantes que afectan a los costos y uso eficiente de la energía. ....	125
4.2 Comparación de los sistemas tarifarios.....	125
4.3 Consumo de la energía eléctrica en la universidad. ....	126
4.4 Diseño del sistema fotovoltaico .....	128
4.5 Costos del proyecto .....	135
4.6 Costos mantenimiento. ....	135
4.7 Propuesta de ahorro energético en la industria y en el hogar.....	135
4.8 Propuesta de horario para el uso de la energía correctamente. ....	142
4.9 Propuesta de mantenimiento preventivo y correctivo.....	144
4.10 Propuesta de diseño simulada. ....	146
4.11 Reducción del CO2. ....	147
4.12 Beneficios del proyecto.....	147
4.13 Costo-beneficio .....	148
4.14 Diagrama unifilar. ....	151
4.15 Diagrama de conexiones eléctricas. ....	151
Conclusiones .....	152
Bibliografía .....	153

Anexo 1: Recibo de CFE.....	156
Anexo 2: Solicitud para la conexión .....	157
Anexo 3: Contrato de interconexión .....	158

## **Resumen**

En México existe un gran potencial para la implementación de la energía solar fotovoltaica, la cual es una fuente renovable a la que se le puede dar un uso muy benéfico que nos ayude al desarrollo sustentable. Esto significa que al utilizar esta fuente además de ser un gran ahorro energético y económico ayuda a disminuir el cambio climático.

Debido a lo anterior este trabajo propone un diseño de un sistema fotovoltaico interconectado que ayudará a la economía al ver un ahorro en su facturación eléctrica tomando como base el recibo de la universidad de Altamira. Se presentará un análisis de los datos recabados de una facturación de consumo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que servirá como punto de referencia clave para poder determinar cómo se comporta el consumo eléctrico y una propuesta de diseño para un sistema fotovoltaico interconectado a la red para una tarifa en Horaria Media tensión (HM).

La metodología de este trabajo se basará en el tipo de una investigación documental, en la cual se recopilará información y datos de trabajos anteriores que nos servirá para una mejora de trabajo. Se empezará por la investigación de información, el desarrollo del dimensionado fotovoltaico (fv), las propuestas de ahorro energético y sus costos.

Por último, los resultados más importantes se sustentarán en una serie de propuestas de ahorro energético que conlleva al uso adecuado de la energía eléctrica en los aparatos eléctricos, espacios abiertos o cerrados y cualquier área requerida de insumo eléctricos.

**Palabras clave:** Energía solar, sistemas fotovoltaicos, tarifas eléctricas, ahorro energético.

## **Abstract**

In Mexico there is great potential for the implementation of photovoltaic solar energy, which is a renewable source that can be given a very beneficial use to help us sustainable development. This means that using this source as well as being a great energy and economic saving helps reduce climate change.

Due to the above this work proposes a design of an interconnected photovoltaic system that will help the economy by seeing savings in its electric turnover based on the receipt of the University of Altamira. An analysis of the data collected from a consumer turnover from the Federal Electricity Commission (CFE) will be presented and will serve as a key benchmark for determining how electricity consumption behaves and a design proposal for a grid-interconnected photovoltaic system for a Medium Voltage Time (HM) rate.

The methodology of this work will be based on the type of documentary research, in which information and data will be collected from previous works that will serve us for an improvement of work. It will start with information research, the development of photovoltaic sizing (fv), energy saving proposals and their costs.

Finally, the most important results will be based on a series of energy-saving proposals that entails the proper use of electrical energy in electrical appliances, open or enclosed spaces and any required area of electrical input.

**Keywords:** Solar energy, photovoltaic systems, electricity tariffs, energy savings.



## **Introducción**

Considero que las energías renovables son importantes en la actualidad, su uso ha ido creciendo con el paso del tiempo, ya que estas tienen como principal objetivo disminuir la contaminación y aprovechar los recursos energéticos que tenemos en el planeta, lo cual provoca la necesidad de crear proyectos energéticos que nos lleve a un mejor funcionamiento para la creación de energía y así poder tener una mejor vida en todo el planeta (Fernández y Cervantes, 2017, P. 4)

En julio del 2020, IRENA publicó las estadísticas de energías renovables en el 2020 en su página web, en el cual se muestra como han ido creciendo a lo largo del tiempo en todo el mundo, tanto para la capacidad, como para la producción de las energías renovables.

En la capacidad total en Megawatts (MW) de las energías renovables del año 2010 al 2019 se obtuvieron los datos siguientes: 2010; 1,223,533. 2011; 1,328,870. 2012; 1,441,757. 2013; 1,563,346. 2014; 1,692,941. 2015; 1,847,079. 2016; 2,009,632. 2017; 2,179,492. 2018; 2,356,065. 2019; 2,532,866. Como se puede observar cada año fue incrementando la capacidad instalada de todas las energías renovables del mundo.

En la producción total en Giga watt-hora (GWh) de las energías renovables se tomaron los valores del año 2010 al 2018. Dándonos valores de: 2010; 4,202,026. 2011; 4,406,015. 2012; 4,757,602. 2013; 5,039,353. 2014; 5,328,080. 2015; 5,526,983. 2016; 5,898,277. 2017; 6,209,836. 2018; 6,586,124.

Así mismo publicó las estadísticas de la energía solar fotovoltaica que se tiene alrededor del mundo de los años 2010 al 2019 en capacidad y de los años 2010 al 2018 en producción. Empezando por la capacidad en MW: 2010; 40,279. 2011; 72,034. 2012; 101, 518. 2013; 135, 754. 2014; 171, 589. 2015; 217, 341. 2016; 291,079. 2017; 383, 596. 2018; 480, 984. 2019; 578,553.

Y para su producción de la energía solar fotovoltaica en GWh: 2010; 32, 148. 2011; 62, 432. 2012; 96, 307. 2013; 131, 462. 2014; 183, 653. 2015; 242, 162. 2016; 314,523. 2017; 426, 024. 2018; 549, 833. En las producciones fue donde tuvo un mayor impacto las energías renovables, lo cual quiere decir que si se está haciendo un gran cambio para el planeta con la implementación de las nuevas tecnologías conocidas como energías renovables.

México se caracteriza por su alto consumo de energía eléctrica en todos los ámbitos, desde la parte hogar, negocio, industria. Los dimensionados que se proponen tienen el fin de la reducción de los costos por consumo eléctrico, el ahorro energético, y la reducción de las emisiones contaminantes que dañan el planeta, lo cual nos lleva a su justificación para la aplicación de los sistemas fotovoltaicos interconectados a red (SFVIR) de CFE para la generación de energía eléctrica de fuente renovable.

En este proyecto, el cual se basará en el uso de los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red se realizará con cuatro capítulos. Empezando con el capítulo uno, llamado la energía solar en los sistemas fotovoltaicos, este capítulo habla de los antecedentes, la problemática que se enfrenta este proyecto, sus objetivos que se propongan para realizar y la justificación que este con lleva.

El capítulo dos, el marco teórico, es en donde se centra la mayor cantidad de información a utilizar durante el proyecto, como, la primera fuente de la energía de donde proviene todo como es el sol y sus características, las tarifas eléctricas como están organizadas y sus diferencias entre la tarifa HM y la nueva nomenclatura GDMTH, conceptos básicos y definiciones que servirán para realizar la metodología.

El tercer capítulo de la metodología, se empezará comparando el sistema tarifario de media tensión en zona horaria, el diseño fotovoltaico del proyecto, las propuestas de ahorro energético en base a las nuevas tecnologías y equipos modernos que existen en el mercado y la obtención de costos para realizar el análisis de costo-beneficio.

En el último capítulo, los resultados que se obtendrán con base en la metodología planteada anteriormente y como esto nos ayudará a darle un mejor uso a la energía eléctrica que utilizamos día a día en nuestras vidas.

# Capítulo I

## La energía solar en los sistemas fotovoltaicos

### Introducción

En los últimos años, las energías renovables han sido de gran ayuda para contrarrestar el problema principal que es el calentamiento global y el alto costo de las tarifas eléctricas en media tensión y alta tensión. El mayor porcentaje de generación eléctrica en el país proviene de las fuentes fósiles o como se le conoce comúnmente (energía convencional), el cual es uno de los principales contaminantes. Hoy en día se pretende cambiar esto y comenzar a hacer uso de las energías renovables como fuente principal de la energía eléctrica generada en México.

### 1.1 Antecedentes

Al inicio de la implementación de las energías renovables con respecto al ámbito de la energía solar fotovoltaica, los costos eran muy elevados porque los módulos solares solo se fabricaban por muy pocas empresas, y conforme se fueron creando más compañías que lograban su fabricación e implementación, la demanda ha ido incrementando y conforme a ello sus costes han bajado durante los últimos años como se muestra en la figura 1.

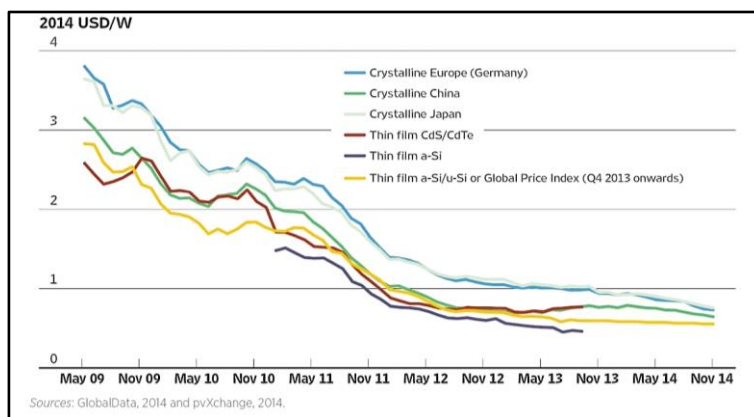
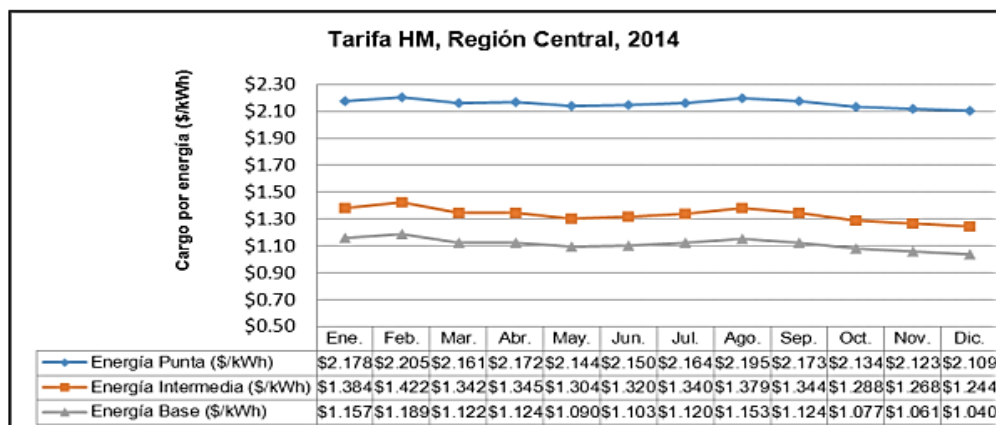


Figura 1: Costos PV solares 2009-2014

En México, las tarifas para el servicio público (tarifas domésticas) de energía eléctrica son determinadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a propuesta de CFE, y escuchando la opinión de la CRE y de la Secretaría de Economía. Por otro lado, la CRE determina los precios para las tarifas generales en las cuales entran, las tarifas para baja, media y alta tensión.

Las tarifas eléctricas han sufrido variaciones en el aspecto del precio a lo largo de los años, desde las tarifas del hogar, las tarifas de negocio y las tarifas industriales. Haciendo énfasis en la tarifa HM como se muestran en la siguiente figura.



Fuente: CFE

**Figura 1.1:** Precio de energía de la tarifa horaria en 2014.

En diciembre del año 2017, se realizó una modificación en las tarifas eléctricas para poder así tener un mejor control y un cobro más preciso de toda la energía que consumen los negocios e industrias que se encuentren en tarifas de media tensión. La figura 1.1.4 muestra cómo se manejaban los precios en las tarifas del 2016 al 2018 comparando las nuevas tarifas GDMTH.

**Tabla 1: Precios de energía en la tarifa horaria del 2016 al 2018.**

FECHA	CGO. FIJO	ENE. BASE	ENE. INTER	ENE. PTA	DEM. CAP	DEM. DIST
ene-16		\$0.92	\$1.11	\$2.23	\$215.76	
feb-16		\$1.00	\$1.20	\$2.33	\$218.78	
mar-16		\$1.17	\$1.41	\$2.55	\$225.41	
abr-16		\$1.11	\$1.33	\$2.50	\$226.76	
may-16		\$0.97	\$1.17	\$2.35	\$225.15	
jun-16		\$0.98	\$1.18	\$2.34	\$222.61	
jul-16		\$0.97	\$1.17	\$2.34	\$222.94	
ago-16		\$0.72	\$0.87	\$1.94	\$206.99	
sep-16		\$0.80	\$0.96	\$2.05	\$208.52	
oct-16		\$0.79	\$0.95	\$2.05	\$209.44	
nov-16		\$0.85	\$1.02	\$2.13	\$211.93	
dic-16		\$0.88	\$1.06	\$2.16	\$212.38	
ene-17		\$0.92	\$1.11	\$2.23	\$215.76	
feb-17		\$1.00	\$1.20	\$2.33	\$218.78	
mar-17		\$1.17	\$1.41	\$2.55	\$225.41	
abr-17		\$1.11	\$1.33	\$2.50	\$226.76	
may-17		\$0.97	\$1.17	\$2.35	\$225.15	
jun-17		\$0.98	\$1.18	\$2.34	\$222.61	
jul-17		\$0.97	\$1.17	\$2.34	\$222.94	
ago-17		\$0.94	\$1.13	\$2.29	\$221.00	
sep-17		\$0.93	\$1.11	\$2.27	\$219.90	
oct-17		\$0.94	\$1.13	\$2.29	\$220.34	
nov-17		\$0.97	\$1.17	\$2.33	\$221.09	
dic-17	\$773.78	\$0.74	\$0.87	\$0.92	\$98.87	\$132.56
ene-18	\$723.78	\$0.55	\$0.89	\$0.98	\$158.05	\$134.22
feb-18	\$723.78	\$0.58	\$0.95	\$1.06	\$172.26	\$134.22
mar-18	\$723.78	\$0.64	\$1.07	\$1.19	\$197.93	\$134.22
abr-18	\$723.78	\$0.69	\$1.16	\$1.29	\$217.64	\$134.22
may-18	\$723.78	\$0.74	\$1.26	\$1.41	\$241.54	\$134.22
jun-18	\$723.78	\$0.80	\$1.37	\$1.54	\$265.65	\$134.22
jul-18	\$723.78	\$0.89	\$1.54	\$1.73	\$302.75	\$134.22
ago-18	\$723.78	\$0.99	\$1.73	\$1.95	\$344.54	\$134.22
sep-18	\$723.78	\$1.10	\$1.94	\$2.19	\$391.17	\$134.22
oct-18	\$723.78	\$1.10	\$1.94	\$2.18	\$390.26	\$134.22
<b>Dif Ago vs Sep</b>		<b>-0.2%</b>	<b>-0.2%</b>	<b>-0.2%</b>	<b>-0.2%</b>	<b>0.0%</b>

Cómo se puede observar las tarifas han tenido muchas variaciones a lo largo del tiempo, pero hoy en día las tarifas han bajado algunos centavos en comparación a los años anteriores, sin embargo, se les ha agregado nuevos cobros y esto ha

ocasionado que sigan encareciendo los precios de las tarifas en lugar de disminuirlas.

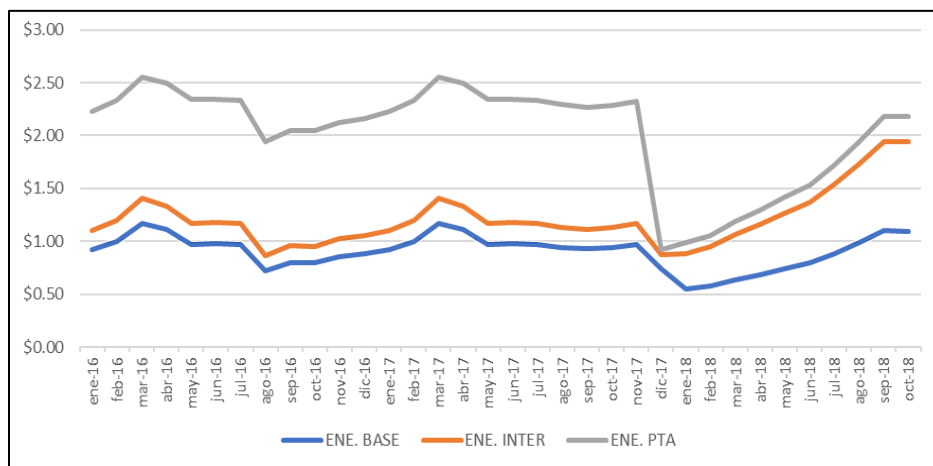


Figura 1.2: Gráfica de la evolución del precio de la tarifa horaria.

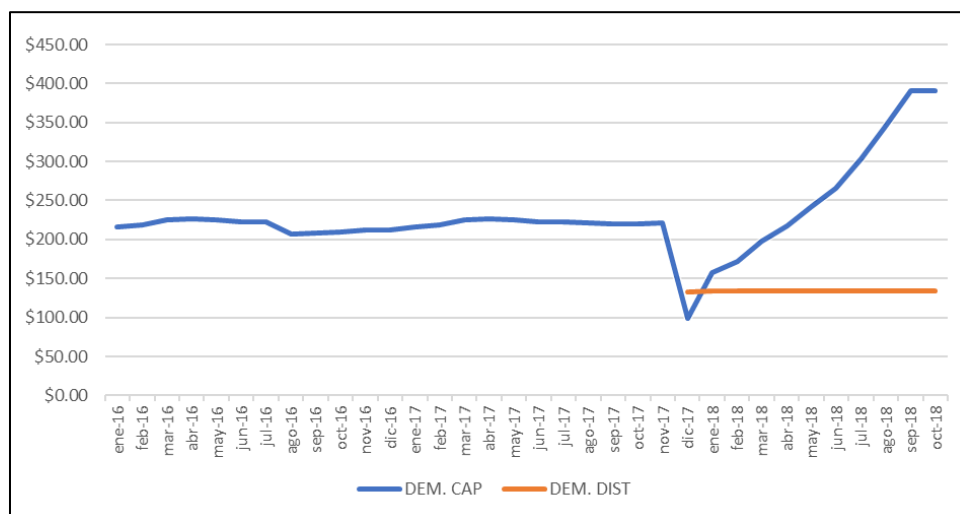


Figura 1.3: Gráfica de la evolución del precio demanda de la tarifa horaria.

A nivel internacional encontramos:

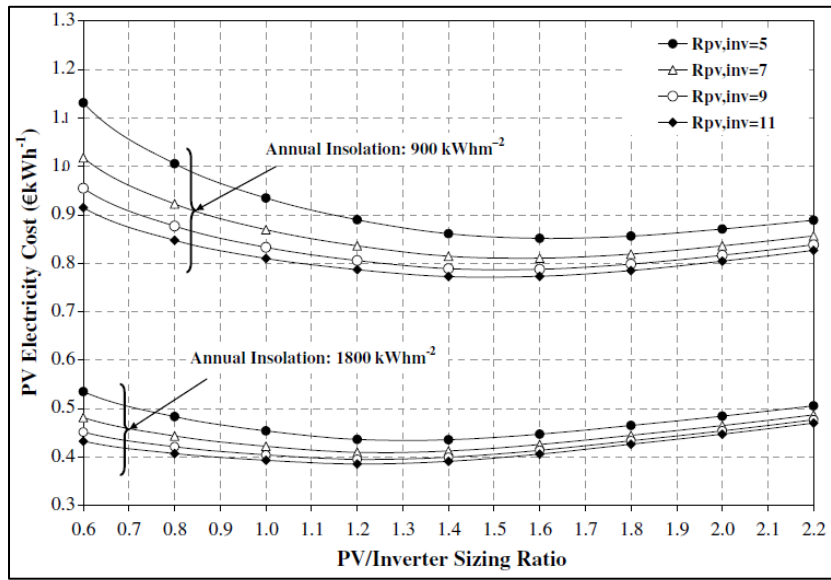
Jayanta Deb M. 2008. Optimising the economic viability of grid-connected photovoltaic systems.

En este trabajo se investigó la viabilidad económica de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Además, se tomó como principal información lo relacionado al costo de la electricidad fotovoltaica.

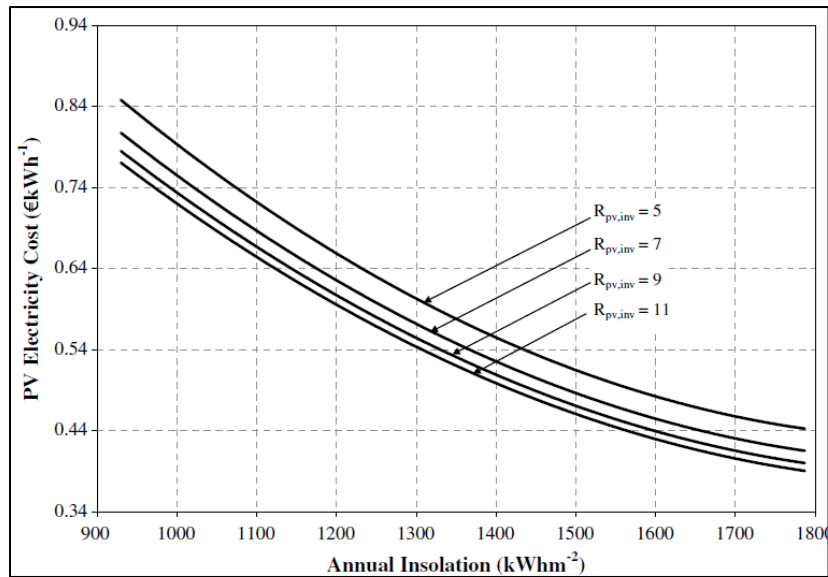
El tamaño óptimo de un sistema fv conectado a la red depende de la orientación, inclinación, sombreado, clima local incluyendo insolación, temperatura ambiente y velocidad del viento, capital disponible, perfil de carga de electricidad del edificio, disponibilidad del área de instalación, relación de los precios de electricidad de compra y venta, tamaño del módulo y tamaño del inversor, capital para los costos de los componentes. La estimación precisa de la carga del edificio es crucial para el dimensionamiento fotovoltaico, ya que un análisis de carga deficiente podría resultar en sistemas de tamaño insuficiente o excesivo. Para un sistema fotovoltaico conectado a la red sin almacenamiento de batería, el exceso de suministro fotovoltaico mayor que la demanda de carga instantánea del edificio generalmente se alimenta a una red pública. Cuando el suministro fotovoltaico es insuficiente para satisfacer la demanda de carga eléctrica del edificio, la energía se toma de la red. La rentabilidad de un sistema fotovoltaico conectado a la red depende de la diferencia entre los precios de compra ( $P_b$ ) y venta ( $P_s$ ) de electricidad, ya que la energía eléctrica se intercambia entre la red y el edificio.

El costo de la electricidad fotovoltaica en función de la relación de tamaño para diferentes relaciones de costo ( $R_{pv,inv}$ ) y para ubicaciones de alta (insolación anual:  $1800 \text{ kWhm}^{-2}$ ) y baja insolación (insolación anual:  $900 \text{ kWhm}^{-2}$ ) se muestra en la fig. 1.4.





**Figura 1.4:** Costo de la electricidad pv de la relación del tamaño de la fotovoltaica/inversor para diferentes relaciones de costo de fotovoltaica/inversor ( $R_{pv,inv}$ ), para condiciones de alta y baja insolación.



**Figura 1.5:** Costo de la electricidad fotovoltaica de la insolación anual para diferentes relaciones de costo fotovoltaico/inversor ( $R_{pv,inv}$ ).

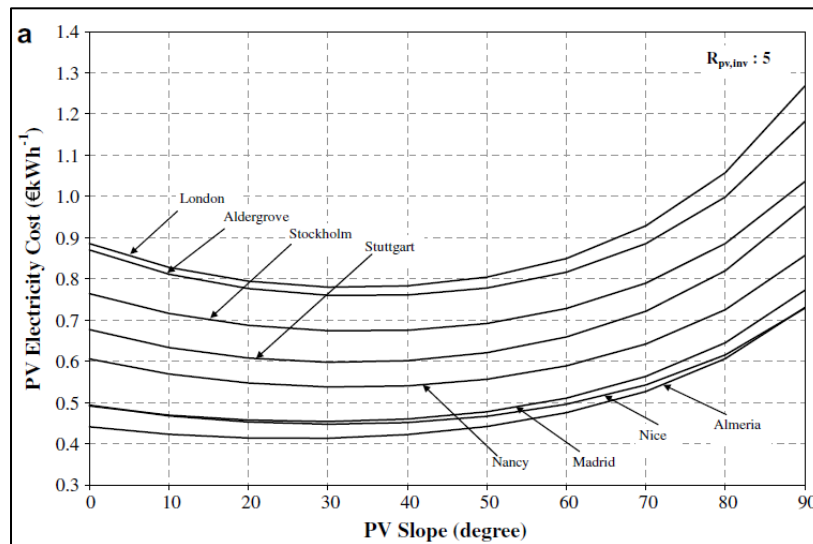
El coste unitario del módulo fotovoltaico, la tasa de descuento del mercado, el tamaño de la fotovoltaica, la vida útil de la fotovoltaica y la vida útil del inversor eran 6,5 €Wp<sup>-1</sup>, 3%, 13 kWp, 20 años y 10 años, respectivamente. La relación de costo se varió manteniendo constante el costo unitario fotovoltaico y variando el costo unitario del inversor. Por lo tanto, una relación de costo más alta significa que el costo relativo del inversor es menor en comparación con el costo unitario fotovoltaico. La fig. 1.4 demuestra que el costo de la electricidad fotovoltaica disminuye con el aumento de la relación de costos debido al menor costo del inversor. El costo mínimo de electricidad fotovoltaica en ubicaciones de alta y baja insolación es para las proporciones de tamaño de 1.2 y 1.6, respectivamente, cuando la relación de costos se encuentra dentro del rango 7-11. Sin embargo, para la relación de costo de 5, se encuentra que el costo mínimo de electricidad fotovoltaica para ambas condiciones de insolación es para la relación de tamaño ligeramente más baja que estos valores. La razón es que a medida que disminuye el costo del inversor, la pérdida de conversión de un sistema de inversor fotovoltaico de tamaño insuficiente puede compensarse con ahorros en el costo del sistema. Para ubicaciones de alta insolación, el costo mínimo de electricidad fotovoltaica para la relación de tamaño de 1.2 varía en un 11.4% cuando la relación de costo aumenta de 5 a 11, mientras que, en las condiciones de baja insolación para la relación de tamaño de 1.6, esta variación es del 10.3%.

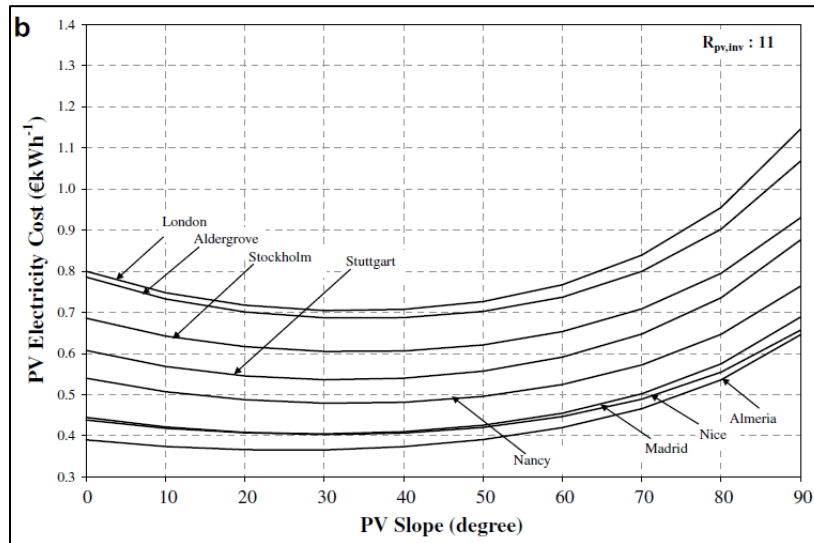
La fig. 1.5 ilustra el costo de la electricidad fotovoltaica en función de la insolación para diferentes relaciones de costos ( $R_{pv,inv}$ ). Se supuso que el coste unitario del módulo fotovoltaico, la tasa de descuento del mercado, el tamaño de la fotovoltaica, la vida útil de la fotovoltaica y la vida útil del inversor eran 6.5 €Wp<sup>-1</sup>, 3%, 13 kWp, 20 años y 10 años, respectivamente.

La relación de tamaño se varió de 1.2 a 1.6 para ubicaciones de alta a baja insolación. El costo de la electricidad fotovoltaica en ubicaciones de alta insolación

es un 48-50% más bajo que en ubicaciones de baja insolación cuando la relación de costo oscila entre 5 y 11.

La insolación incidente en una superficie fotovoltaica depende de la inclinación y orientación de la superficie del campo fotovoltaico y la orientación e inclinación óptimas de un campo fotovoltaico depende de la ubicación. Para un sistema fotovoltaico, el objetivo principal es maximizar la salida fotovoltaica a través de la orientación óptima de la matriz; sin embargo, para los sistemas fotovoltaicos integrados en un edificio, este objetivo se atenúa debido a consideraciones de estética, control de la luz natural, rendimiento térmico, área de piso óptima del edificio y superficie disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos. La variación entre el diseño óptimo del sistema fotovoltaico y la construcción del edificio puede aumentar el costo de la electricidad fotovoltaica.





**Figura 1.6:** Costo de la electricidad fotovoltaica en función de la pendiente de la superficie fotovoltaica para ocho ubicaciones europeas para una relación de costo fotovoltaico/inversor de (a) 5 y (b) 11.

Para mostrar el efecto de la inclinación del generador fotovoltaico en el costo de la electricidad fotovoltaica. El costo de la electricidad fotovoltaica se calculó para ocho ubicaciones europeas que se muestran en la fig. 1.6 como una función de la pendiente de la superficie fotovoltaica para relaciones de costo de 5 y 11. Se supuso el costo unitario del módulo fotovoltaico, la tasa de descuento del mercado, el tamaño de la fotovoltaica, la vida útil de la fotovoltaica y la vida útil del inversor. a  $6.5 \text{ €Wp}^{-1}$ , 3%, 13 kWp, 20 años y 10 años, respectivamente. Un estudio anterior había demostrado que, para ubicaciones de alta y baja insolación, la relación de tamaño debería estar dentro del rango de 1,1-1.2 y 1.3-1.4 y la relación de tamaño óptima depende menos de la relación de costo mayor que 5. Se supuso que la relación de tamaño para Almería, Madrid y Niza era de 1.2, para Estocolmo y Nancy de 1.3 y para Londres, Aldergrove y Stuttgart de 1.4. la figura 1.6 muestra que el costo de la electricidad fotovoltaica varía significativamente con respecto a la

pendiente fotovoltaica debido a la variación de la insolación incidente en la superficie fotovoltaica.

El costo de electricidad fotovoltaico más bajo para todas las ubicaciones se encontró para pendientes superficiales dentro de 30–40. El mayor costo de electricidad fotovoltaica en cada ubicación se encontró para una superficie vertical. Se encontró que, para pendientes horizontales y verticales, la producción fotovoltaica disminuyó en un 6–13% y un 35–43%, respectivamente, de la producción anual máxima correspondiente en cada ubicación. El costo mínimo de electricidad fotovoltaica para ubicaciones de alta a baja insolación varió de 0.41 a 0.78  $\text{€kWh}^{-1}$  para una relación de costo de 5 y de 0.37 a 0.70  $\text{€kWh}^{-1}$  para una relación de costo de 11. En lugares de alta insolación, el costo de la electricidad fotovoltaica para una superficie horizontal es aproximadamente un 6-10% más alta que el costo mínimo de electricidad fotovoltaica y en ubicaciones de baja insolación, el costo de la electricidad fotovoltaica es un 13-14.5% mayor. Para una superficie vertical, los costos de electricidad fotovoltaica en ubicaciones de alta y baja insolación son 63–77% y 53–63%, respectivamente, más altos que el valor mínimo para las condiciones de insolación correspondientes.

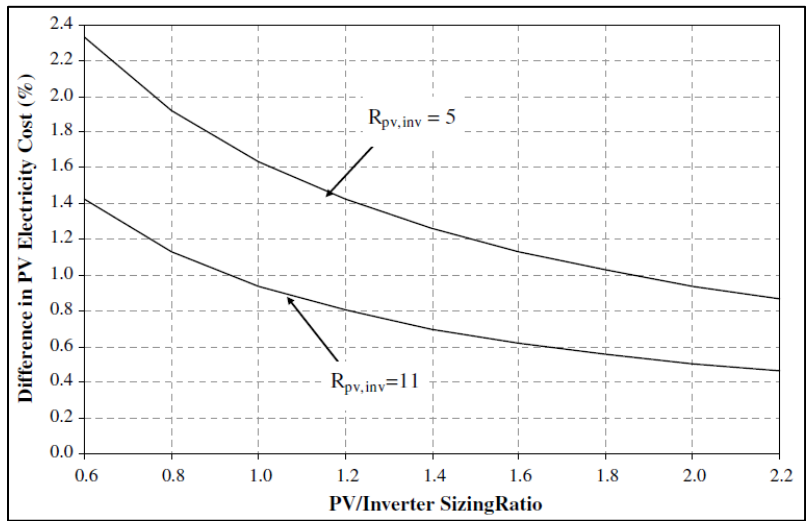
La figura 1.7 muestra la diferencia porcentual entre el costo de la electricidad fotovoltaica para un sistema fotovoltaico con una vida útil del inversor de 5 y 10 años en función de la relación de tamaño correspondiente a dos relaciones de costo. El costo de la electricidad fotovoltaica aumenta con la disminución de la vida útil del inversor debido al aumento en el costo de reemplazo del inversor. La diferencia en el costo de la electricidad fotovoltaica es mayor para una relación de tamaño más pequeña que para una relación de tamaño más grande. A medida que aumenta la relación de tamaño, la capacidad de entrada nominal de un inversor disminuye y, por lo tanto, el costo del inversor disminuye. El efecto del costo de reemplazo del

inversor es por lo tanto menos significativo para un sistema de inversor fotovoltaico de tamaño insuficiente. Sin embargo, un inversor de tamaño significativamente menor funcionaría principalmente por encima de su nivel nominal, lo que aumentaría la temperatura de funcionamiento del inversor y, por lo tanto, podría reducir su vida útil. La fig. 1.7 también indica que la diferencia en el costo de la electricidad fotovoltaica es menor para una relación de costo más alta. A medida que aumenta la relación de costos, el costo del inversor disminuye en relación con el costo fotovoltaico, lo que resulta en una disminución en el costo de reemplazo del inversor. Por lo tanto, el costo de la electricidad fotovoltaica se ve menos influenciado por la variación de la vida útil del inversor para obtener una relación de costo mayor.

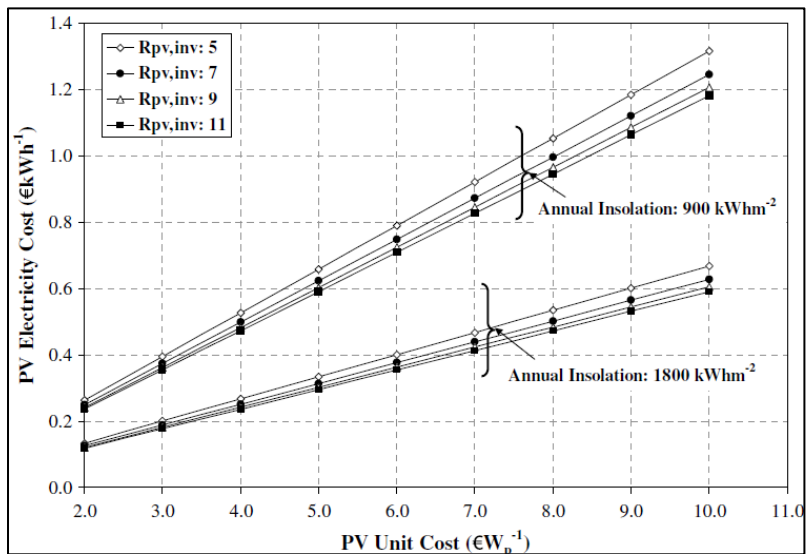
La viabilidad económica del sistema fotovoltaico depende del costo de inversión del sistema fotovoltaico y de la tasa de recuperación de la inversión. El elevado requerimiento de capital inicial es el principal obstáculo para la aplicación generalizada de sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, a medida que la tecnología avanza, la eficiencia del sistema fotovoltaico aumentará y reducirá los costos de la fotovoltaica. El costo de la electricidad fotovoltaica será competitivo con las fuentes de electricidad convencionales no renovables en un plazo de diez años. El objetivo es reducir el precio de la electricidad fotovoltaica a 2 USD  $\text{Wp}^{-1}$  (0.1 USD  $\text{kWh}^{-1}$ ) en el año 2010, y 1 USD  $\text{Wp}^{-1}$  (0.06 USD  $\text{kWh}^{-1}$ ) en el año 2020. En la actualidad, para el silicio monocristalino y multicristalino, el costo de capacidad de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red es de 3 a 8  $\text{\$Wp}^{-1}$  y para el silicio amorfo y otras películas delgadas estos costos son de 2 a 7  $\text{\$Wp}^{-1}$ . Se encontró que el costo estimado de la electricidad fotovoltaica conectada a la red basado en una vida útil de 25 años, una tasa de interés real del 5%, costos anuales de operación y mantenimiento al 2% del costo de la capacidad se encuentra entre 13.6 y 18.2 centavos de dólar estadounidense  $\text{kWh}^{-1}$  para el silicio monocristalino y el silicio

multicristalino y para el silicio amorfo y otras películas delgadas, el costo fue de entre 9.1 y 12.1 centavos de dólar EE.UU. kWh<sup>-1</sup>.

En este estudio, el costo de la electricidad fotovoltaica se estimó para diferentes costos de inversión fotovoltaica para mostrar el impacto del costo de instalación fotovoltaica en la viabilidad económica del sistema fotovoltaico. La figura 1.8 muestra el coste estimado de la electricidad fotovoltaica (€Wp<sup>-1</sup>) en función del coste unitario fotovoltaico (€Wp<sup>-1</sup>) para dos condiciones de insolación y diferentes relaciones de costes. Se supuso que el tamaño de la fotovoltaica, la tasa de descuento del mercado y la vida útil de la fotovoltaica y del inversor eran de 13 kWp, 3% y 20 y 10 años, respectivamente. La relación de tamaño para condiciones de alta y baja insolación se consideró como 1.2 y 1.4, respectivamente. Para cada costo unitario fotovoltaico, el costo de la electricidad fotovoltaica es un 11.6% más alto para una relación de costo de 5 que el de 11 en condiciones de alta insolación y un 10,1% más alto para condiciones de baja insolación. Cuando el costo unitario fotovoltaico aumenta de 2 a 10 €Wp<sup>-1</sup>, el costo de la electricidad fotovoltaica para una relación de costo de 5 y 11 se encuentra entre 0,13–0,67 €kWh<sup>-1</sup> y 0.12–0.59 €kWh<sup>-1</sup>, respectivamente en condiciones de alta insolación y el las variaciones correspondientes en condiciones de baja insolación son 0.26–1.32 €kWh<sup>-1</sup> y 0.24–1.12 €kWh<sup>-1</sup>. Los resultados indican que los sistemas fotovoltaicos serán económicamente viables cuando los costes del sistema fotovoltaico se sitúen entre 2 y 3 € Wp<sup>-1</sup> para lugares de baja insolación.



**Figura 1.7:** Diferencia porcentual entre el costo de la electricidad fotovoltaica para un sistema pv con una vida útil del inversor de 5 y 10 años en función de la relación tamaño fotovoltaica/inversor para dos relaciones de costo fotovoltaico/inversor



**Figura 1.8:** Costo de la electricidad fotovoltaica en función del costo unitario fotovoltaico para dos condiciones de insolución y diferentes relaciones de costo fotovoltaico/inversor.

Como conclusión del artículo, el costo mínimo de electricidad fotovoltaica en condiciones de baja a alta insolución se garantiza en proporciones de tamaño en el rango de 1.6 a 1.2 para las tasas de costo en el rango de 7 a 11. Para una relación



de costo inferior a 7, se encontró el costo mínimo de electricidad fotovoltaica para todas las condiciones de insolación para relaciones de tamaño más bajas. Se ha demostrado que el costo de la electricidad fotovoltaica varía significativamente con respecto a las pendientes de la superficie fotovoltaica; el costo de electricidad fotovoltaica más bajo para las ubicaciones europeas seleccionadas se encontró para las pendientes inclinadas de 30 a 40. Se encontró que el costo de la electricidad fotovoltaica para una superficie horizontal es un 6-15% más alto en condiciones de alta a baja insolación respectivamente y para una superficie vertical, el costo de la electricidad fotovoltaica es un 53–77% más alto en condiciones de baja a alta insolación respectivamente. Las últimas conclusiones indicarían que las superficies inclinadas deberían preferirse para el revestimiento fotovoltaico sobre las fachadas de los edificios.

M. Santos, 2012. Modelado y Simulación de un Sistema Conjunto de Energía Solar y Eólica para Analizar su Dependencia de la Red Eléctrica.

En este artículo se presenta un estudio de la transferencia de energía entre sistemas híbridos de energía renovable y la red eléctrica, para cubrir ciertas demandas de potencia. Se analiza con detalle el sistema de suministro para dos modelos de demanda, una vivienda y una pequeña industria o comercio, utilizando sistemas renovables de pequeña escala situados cerca del usuario, con conexión a la red eléctrica. Se han modelizado y simulado cada uno de los sistemas: tanto los recursos naturales solar y eólico, como el sistema fotovoltaico y el aerogenerador de pequeña escala, así como las demandas, incluyendo en todos ellos efectos no considerados en la literatura. Es decir, se ha desarrollado una plataforma de simulación con todos los elementos, que permite analizar el mejor aprovechamiento de los recursos y la dependencia de la red eléctrica para distintas configuraciones, en función de la relación entre las demandas y los recursos renovables. También permite analizar el dimensionamiento de los recursos. El criterio utilizado para la

evaluación es la transferencia de energía con la red y la contribución de la red eléctrica a la demanda (compra-venta), con los correspondientes gastos y pérdidas asociados.

Una manera de reducir las pérdidas del sistema de distribución es colocar generadores de pequeña escala cerca de la demanda. Las distancias cortas reducen las pérdidas por transmisión y las transformaciones se reducen cuando el voltaje de la potencia generada es un valor cercano a lo necesitado por el usuario. Se ha considerado interesante analizar el sistema de suministro para dos modelos de demanda, una vivienda y una pequeña industria o comercio, utilizando sistemas eléctricos renovables con conexión a la red eléctrica.

El modelo está desarrollado en Matlab/Simulink, una herramienta muy extendida en el ámbito académico e industrial, lo que facilita el ahondar en este tema que en la actualidad despierta un gran interés, tanto desde el punto de vista económico como de medio ambiente.

Para ello se han modelizado y simulado cada uno de los sistemas utilizados, tanto el recurso solar y el eólico, como el sistema fotovoltaico y el aerogenerador, así como las demandas. Es decir, todos los elementos que intervienen en este escenario, obteniendo datos que permiten analizar el mejor aprovechamiento de los recursos.

En base a este modelo, se estudia la contribución de los recursos renovables a la demanda de potencia de dos sistemas frecuentes en el escenario del consumo eléctrico como son una vivienda y una pequeña industria o comercio, lo que permite decidir las características de los generadores de energías renovables que sería más conveniente instalar para cubrir esas necesidades.

Los modelos desarrollados en Matlab/Simulink son los siguientes:

- ❖ Programa “día-solar” (Matlab): simula el recurso solar.
- ❖ Programa “día-viento” (Matlab): simula el recurso eólico.
- ❖ Modelo del módulo fotovoltaico (Simulink).
- ❖ Modelo del aerogenerador de pequeña escala (Simulink).
- ❖ Modelo del sistema completo en Simulink, es decir la conexión de los programas y modelos anteriores.

Modelo del recurso solar:

Es importante considerar las perturbaciones debidas a factores ambientales como nubes, turbulencias, efectos térmicos locales y obstáculos, entre otros. Debido a esto, los programas para la generación de estos recursos tienen elementos tanto deterministas como aleatorios.

Los patrones generales del recurso solar están bien establecidos mediante relaciones astronómicas y geométricas. Es relativamente fácil estimar la radiación solar incidente en un colector en un día despejado.

La irradiancia solar que llega a la tierra tiene dos contribuciones: la directa  $G_b$  [ $W/m^2$ ], y la difusa  $G_d$  [ $W/m^2$ ]. La primera representa la radiación que viaja desde el sol a la superficie colectora en la Tierra en línea recta. La segunda no tiene dirección determinada debido a los procesos de scattering y normalmente tiene menor calidad en la conversión de la energía solar. Por lo tanto, la radiación global, o total, recibida en un colector terrestre se expresa como:

$$G_g = G_b + G_d$$

Se ha desarrollado un programa que simula un día solar representativo de cada mes respecto a la intensidad de la irradiancia y al número de horas de sol. Existen varios modelos para estimar la radiación solar en días despejados (Duffie and Beckman, 1991), los cuales utilizan las relaciones geométricas entre el sol y un colector en Tierra, así como un modelo semi-empírico, para estimar la radiación incidente en un plano con una orientación cualquiera. Se ha trabajado con la radiación extraterrestre y las relaciones empíricas para estimar la radiación directa y difusa para sitios con una atmosfera estándar de 23 Km de visibilidad y para una altura menor que 2.5 Km. Se define el coeficiente de transmisión de la radiación directa,  $\tau_b$ , como la razón entre la irradiancia directa terrestre ( $G_b$ ) y la irradiancia extraterrestre ( $G_o$ ):

$$\tau_b = \frac{G_b}{G_o} = a_o + a_1 \exp\left(\frac{-k}{\cos \theta_z}\right)$$

donde  $G_o$  se obtiene a partir del ángulo cenital,  $\theta_z$ , ángulo entre la normal del plano horizontal y la radiación directa. Los tres para estos  $a_o, a_1, k$ , representan las condiciones atmosféricas y se calcula a partir de las siguientes ecuaciones:

$$r_o = \frac{a_o}{a'_o}$$

$$r_1 = \frac{a_1}{a'_1}$$

$$r_k = \frac{a_k}{k'}$$

$$a'_o = 0.4237 - 0.00821(6 - A)^2$$

$$a'_1 = 0 - 5055 + 0.00595(6.5 - A)^2$$

$$k' = 0.2711 - 0.01858(2.5 - A)^2$$

siendo A [Km] la altitud del lugar, y  $r_0, r_1, r_k$ , las constantes que caracterizan las diferentes zonas climáticas. Los parámetros  $r_0, r_1, r_k$  están definidos para cuatro diferentes tipos de climas: “trópico”, “latitud media verano”, “sub-antártico”, y “latitud media invierno”. En la Tabla 1 se pueden ver estos parámetros para cada tipo de clima (Duffie and Beckman, 1991).

La componente difusa de la radiación se relaciona con el coeficiente de transmisión de radiación directa mediante:

$$\tau_d = \frac{G_d}{G_o} = 0.271 - 0.294 \tau_b$$

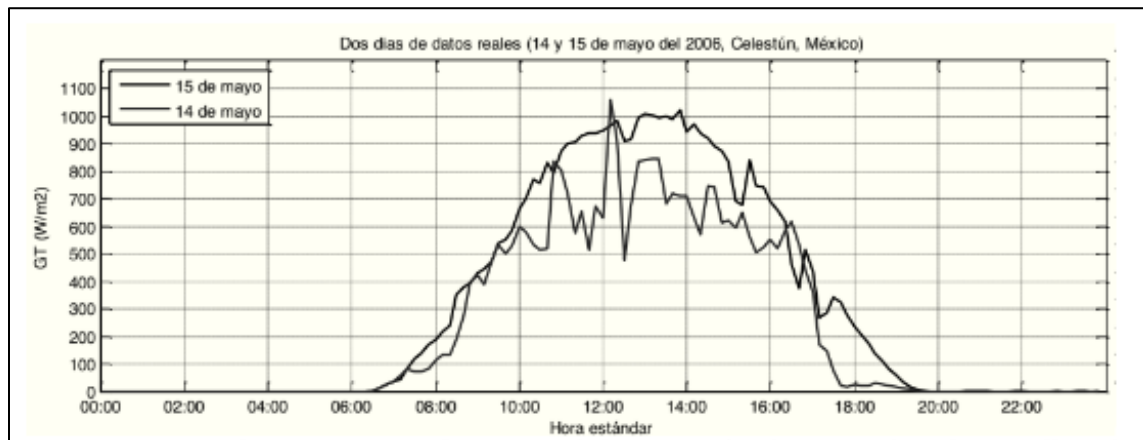
**Tabla 1.1:** *Parámetros correspondientes al modelo de días despejados según el tipo de clima.*

Tipo de clima	$r_0$	$r_1$	$r_k$
Trópico	0.95	0.98	1.02
Latitud media verano	0.97	0.99	1.02
Sub-antártico	0.99	0.99	1.01
Latitud media invierno	1.03	1.01	1.00

En el programa “día-solar” se calcula primero la irradiancia extraterrestre en el plano inclinado con un tiempo de muestreo de 10 minutos. Luego se aplica el modelo de día despejado para estimar las irradiancias directa, difusa y global para los días característicos del año. El día característico se ha definido como el día más cercano a la declinación promedio de cada mes, entendiendo por la declinación la posición angular del sol respecto al plano del ecuador al medio día solar.

Esto nos permite simular la irradiancia de un día despejado. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el recurso solar actúa de manera bastante imprevisible, y en una situación real sabemos que la mayoría de los sitios no tienen siempre cielos despejados. La mayoría de los modelos que se encuentran en la literatura no contemplan esta posible variabilidad. Esta es la razón por la que se han incluido en nuestra implementación elementos aleatorios de distorsión del recurso solar.

En la figura 1.9 se muestra datos reales de dos días de irradiancia (CNA, Mérida, México, 2008). Se observa en la figura que el 15 de mayo fue un día bastante despejado, pero en el 14 de mayo hubo mayor atenuación de la irradiancia. Entre las 07:00 y 17:00 hay atenuación por nubosidad ligera y al final del día aparecen nubes más grandes que reducen la irradiancia a un nivel muy bajo (pero distinto de cero). Lo que se ha implementado en nuestro programa de simulación de un día solar es un día despejado con posible atenuación de la irradiancia por nubosidad ligera y/o mayor. Este modelo se ajusta bastante a la realidad, como hemos podido verificar.



**Figura 1.9:** Dos días (14 y 15 de mayo del 2006) de datos reales de irradiancia medida en el plano horizontal en Celestún, México.

El usuario tiene la posibilidad de definir uno de los cuatro siguientes tipos de días:

1. Completamente despejado.
2. Parcialmente despejado: un día con poca nubosidad que altera la radiación directa durante periodos de tiempo cortos.
3. Parcialmente nublado: un día con alta nubosidad que corta toda la radiación directa durante unos intervalos más largos del día.

#### 4. Completamente nublado: un día sin radiación directa.

En el caso 1 no hay reducción de la radiación global y es igual que en el modelo de días despejados. En el caso 2 se añade una función que selecciona un número aleatorio según una distribución uniforme en un intervalo definido para cada dato del día solar. El mínimo del intervalo está determinado mediante un factor de nubosidad,  $f_n$ , para cada mes del año,  $0 \leq f_n \leq 1$ . Si  $f_n = 0$ , no hay atenuación de la radiación directa; si  $f_n = 1$ , hay posibilidad de que toda la radiación directa esté eliminada. El máximo del intervalo está determinado por la radiación directa en cada punto del día. En el caso 3 existe atenuación de la radiación directa como en el caso 2 pero, además, se han añadido tres funciones que seleccionan aleatoriamente dos posiciones distintas del vector de datos del día. Entre los dos puntos de cada intervalo se elimina completamente la radiación directa. El rango de los tres intervalos está distribuido simétricamente a lo largo del día. Además, el rango del intervalo solapa el rango del intervalo vecino en una posición. Así en el caso 3, además de la atenuación debida a nubes pequeñas, hay cierta posibilidad de que hasta tres nubes grandes cubran toda la radiación directa durante periodos más largos del día. Finalmente, en el caso 4 sólo está presente la radiación difusa.

Se ha considerado que solamente la radiación directa está afectada por la nubosidad. Aunque también la radiación difusa podría verse influida, se supone que esta variación afectaría muy poco al suministro de los sistemas fotovoltaicos por lo que no se tiene en cuenta en el modelo.

En resumen, para generar un día característico de irradiancia de cada mes el usuario define:

- ❖ la latitud, la inclinación del plano y el ángulo azimut.
- ❖ La altitud y los parámetros atmosféricos relacionados con el modelo de los días despejados.
- ❖ El tipo de día (1, 2, 3 ó 4) y el factor de nubosidad de cada mes.

## Modelado del módulo fotovoltaico:

La energía solar es un área que ha experimentado un fuerte crecimiento, tanto en investigación como en instalaciones. Los sistemas fotovoltaicos están bajando de precio y aumentando su rendimiento (Twidell and Weir, 2006). También se está realizando un considerable esfuerzo por parte de muchos grupos de investigación con el objetivo de mejorar la eficiencia de las plantas termo solares (Rubio et al., 2006).

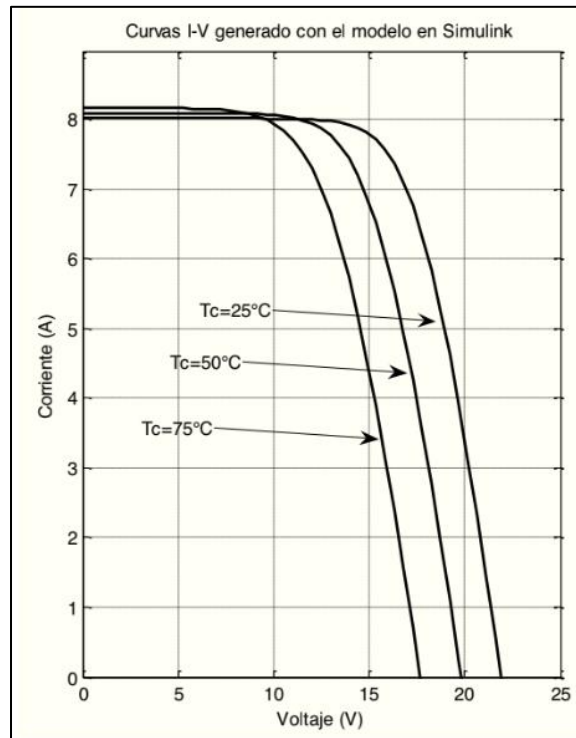
En Este trabajo se ha desarrollado un modelo general de un módulo fotovoltaico para la generación de potencia eléctrica a partir de la insolación. La idea fue basar el modelo en parámetros fácilmente obtenibles de los datos de los fabricantes. El desarrollo del modelo sigue el método descrito por (Tsai, Tu, y Su, 2008) y (Hansen et al.,2000). El comportamiento del módulo fotovoltaico se presenta mediante curvas de corriente-voltaje (I-V) y potencia- voltaje (P-V), y se ha validado comparando las del modelo con las especificaciones reales de varios fabricantes.

Un elemento que define el rendimiento de una célula solar, y por lo tanto el módulo fotovoltaico, es el factor de idealización,  $A$ , que afecta la forma de las curvas I-V y P-V. Cuando mayores  $A$ , más se aleja de la forma ideal y se reduce la generación de potencia (Tsai, Tu, Su, 2008). En régimen de operación también influyen otros factores como la suciedad y la degradación de los contactos. En condiciones estándar en los laboratorios se han conseguido rendimientos de alrededor del 25% para una célula de silicio monocristalino y del 20% para silicio policristalino (Green et al.,2006).

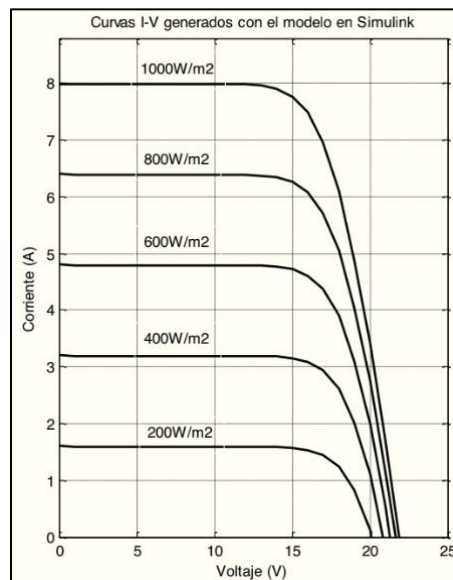


En el modelo en Simulink que implementa las ecuaciones por la que se rige el funcionamiento del módulo solar se ha desarrollado también un interface gráfico, de forma que el usuario pueda traducir los datos de fabricación: número de células, en serie y/o paralelo, voltaje en circuito abierto, corriente de cortocircuito, factor de idealidad, temperatura, etc. Las entradas al modelo son el voltaje de operación, la irradiación y la temperatura de la célula; las salidas son la corriente y la potencia.

Se ha comprobado que las curvas I-V y P-V generadas por el modelo para una célula o para uno o varios módulos fotovoltaicos se adecuan a los datos del fabricante. Por ejemplo, en la figura 9 se simulan las curvas obtenidas por nuestro modelo para el módulo fotovoltaico Kyocera KC130GT, que tiene una capacidad nominal de 130 W. Los datos proporcionados por los fabricantes se usaron como parámetros de configuración en el modelo. En la figura 1.10 se muestra la dependencia con la temperatura de la célula. Como era de esperar, el voltaje del circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura, y la corriente de cortocircuito sube ligeramente. La figura 1.11 representa la dependencia con la irradiancia. Se observa que a menor irradiancia se reduce la corriente de cortocircuito radicalmente y el voltaje de circuito abierto aumenta ligeramente.



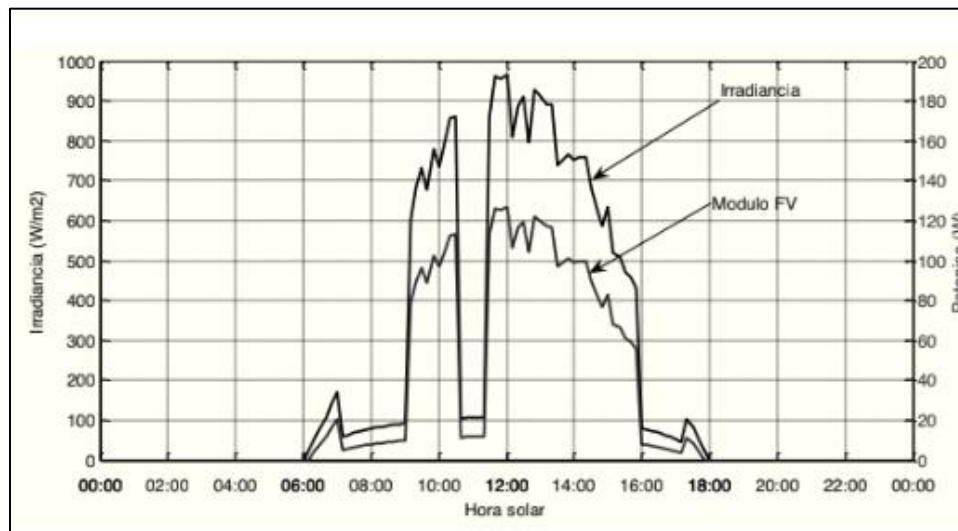
**Figura 1.10:** Curvas I-V para un módulo solar KC130GT, simuladas con el modelo en Simulink para diferentes temperaturas de la célula.



**Figura 1.11:** Curvas I-V de un módulo solar KC130GT, simuladas con el modelo en Simulink para diferentes irradiancias.

La mayor diferencia encontrada entre el modelo y los datos del fabricante está en la pendiente de la corriente de cortocircuito para caídas de voltajes altos. La curva real de la corriente del KC130GT tiene ligeramente mayor pendiente. Es posible que la diferencia se deba a la simplificación del modelo y que en éste se sobreestime ligeramente la generación de potencia. En los otros módulos fotovoltaicos que se han simulado no se observa esta diferencia.

Finalmente, en la figura 1.12 se muestra la generación de potencia de un día usando el programa “día-solar” para generar el suministro de energía solar y el modelo del módulo fotovoltaico KC130GT. Se ha fijado la temperatura de la célula a 25°C y el voltaje del módulo a 17.6 V, que es el voltaje de máxima potencia especificado por el fabricante. Se observa que la generación de potencia sigue las variaciones bruscas de la insolación y que a una irradiancia cercana a 1000 W/m<sup>2</sup> el módulo tiende a su capacidad nominal de 130 W.



**Figura 1.12:** Simulación de un día de irradiancia junto con la generación, de potencia para ese mismo día del módulo solar KC130GT,  $T_c = 25^\circ\text{C}$ ,  $V = 17.6 \text{ V}$ .

Para finalizar, el voltaje de operación es muy importante para optimizar la generación de potencia, por lo que los sistemas fotovoltaicos suelen usar seguidores de máxima potencia. En este trabajo se ha fijado el voltaje suponiendo

el uso de un seguidor. También se ha adoptado una simplificación respecto de la temperatura de la célula considerándola constante a lo largo del día.

Este modelo se comporta de acuerdo con la teoría y las especificaciones de los fabricantes, y refleja la situación que cabría esperar cuando se integra con el recurso natural solar.

En conclusión, de este trabajo solo se rescató el tema de la energía solar y solar fv ya que es la parte importante para el proyecto. Se implementó en Simulink el modelo completo de un sistema de suministro de potencia para cubrir unas demandas, compuesto por módulos fotovoltaicos.

Nos parece interesante la posibilidad que brinda esta plataforma de simulación de determinar el tipo y los valores óptimos de los recursos a instalar, Por ejemplo, dada una demanda, se puede ver si es mejor aplicar recursos eólicos o solares, qué número de generadores de cada uno, etc. Todo ello orientado al ahorro energético y a disminuir las transferencias con la red eléctrica, abaratando de este modo los costes.

A nivel nacional encontramos:

En el 2012, se realizó el trabajo donde se mostró el desarrollo de un proyecto para implementar un sistema fotovoltaico (SFV) para generar energía eléctrica en el COBAEV 35 Xalapa, dicho sistema se interconectaría a la red de CFE, así mismo se presentó las etapas, cálculos y diseño de cómo fue desarrollado el proyecto. Se empezó con una investigación sobre conversión de la energía solar en electricidad, posteriormente se realizó una investigación documental sobre las reformas energéticas existentes y de ahí se estableció el marco legal del proyecto. También se estimó el nivel de radiación solar promedio en la zona de interés. Por último, se

realizó el análisis económico, esto para determinar la viabilidad y rentabilidad del proyecto, así como el periodo de recuperación del capital invertido.

Uno de los problemas planteados por el cual se realizó este proyecto fueron las preocupaciones de la administración del COBAEV con los altos consumos de energía eléctrica registrados, lo cual repercute en una fuerte erogación económica que impacta directamente al presupuesto; como este tipo de gastos no esta subsidiado por la paraestatal CFE, afecta el desarrollo de los programas de carácter académico, institucional y de servicios; y aunque se ha trabajado con el personal en la sensibilización referente a la adopción de una cultura de consumo mesurado de energía, las características de las actividades que en esa institución se realizan requiere que se mantengan las luces prendidas la mayor parte del día, utilizándose de manera permanente equipos de trabajo como copiadoras, cafeteras, dispensador de agua, impresoras, etc.

En el colegio de bachilleres se realizó un diagnostico energético de segundo orden para verificar de forma física el estado en la que opera cada equipo, esto se llevó a cabo bajo un registro de cada uno de los aparatos que consumen energía eléctrica, dentro de las características que se debe verificar en cada equipo es, potencia, voltaje, corriente y el tiempo de uso de cada uno de ellos; así mismo se revisó que el equipo esté operando bajo las normas establecidas o si hay alguno de ellos que sea obsoleta.

Para este diagnóstico se utilizó el recibo de energía eléctrica que proporciona la CFE para verificar los datos de energía contratada, se realizó un comparativo entre los consumos mensuales en el último año lectivo y los datos obtenidos con los consumos en el inventario de cargas, este trabajo se realizó por en un lapso de dos meses, posteriormente se hizo una clasificación de acuerdo a la funcionalidad y al horario de servicio de esta forma se conoce la demanda máxima en el horario punta.

Para abastecer regularmente la carga se tiene contratado una tarifa OM trifásico e inferior a 100 kW, es decir se tiene el contrato de una carga conectada de 91 kW y demanda contratada de 73 kW con un multiplicador unitario, además no cuenta con discriminación horaria ya que esto afectaría en gran medida el costo de facturación. Algo que también resulta relevante es que en los dos últimos meses de la facturación presenta cargos por bajo factor de potencia, esto implica que está consumiendo reactiva.

Se trabajó con un recibo de CFE del año 2010 al 2011. En el cual marcó que los periodos más altos son durante los meses de marzo y abril con un consumo promedio diario de 267,575 kWh, mientras que el más bajo se registró en el periodo de diciembre y enero.

Para obtener el número de paneles fotovoltaicos en el sistema propuesto se determinó a través de la potencia obtenida mediante la fórmula:

$$Potencia\ requerida = \frac{Energía\ (\frac{kWh}{diarias})}{Irradiación\ del\ lugar * Eficiencia\ (0.9)}$$

Así mismo se obtuvieron los datos siguientes:

Radiación kWh-h/m<sup>2</sup> = 4.2

Eficiencia del sistema = 0.9

Consumo promedio kWh = 170.27

Potencia requerida (W) = 45044.97

Para el diseño del SFV, en los módulos fv se utilizó la marca CANASIAN SOLAR CA5P-260M, con una potencia de 260 W casa módulo. Y para el inversor se utilizó un FRONIUS IG 150 plus. Los datos de entrada del inversor fueron potencia nominal de 12,630 W y, una corriente máxima de 54.92 A.

Se determinó la potencia óptima del inversor y el arreglo de los módulos fotovoltaicos.

$$\begin{aligned} \text{Módulos en serie} &= \frac{\text{Voltaje máximo de entrada al inversor}}{\text{Voltaje del módulo a circuito abierto}} = \frac{500 \text{ V}}{53.44 \text{ V}} \\ &= 9.36 \text{ Módulos} \end{aligned}$$

$$\text{Voltaje de MP de los nueve módulos en serie} = 41.44 * 9 = 372.99 \text{ V}$$

$$\text{Corriente de entrada al inversor} = \frac{12,630 \text{ W}}{372.99 \text{ V}} = 33.86 \text{ Amperes}$$

Para el cálculo de los módulos en paralelo se dividió la corriente de entrada al inversor de 3.86 Amperes entre la corriente de cortos circuito de 5.73 Amperes.

$$\text{Módulos en paralelo} = \frac{33.86 \text{ A}}{5.73 \text{ A}} = 5.91 \approx 6 \text{ Circuitos en paralelo}$$

$$\text{Corriente de máxima potencia} = 5.28 * 6 = 31.68 \text{ A}$$

Por lo cual el arreglo dio la cantidad de 9 módulos en serie y 6 en paralelo para suministrar una potencia máxima de 372.99 V, una corriente máxima de 31.68 A, y una potencia de entrada al inversor de 11,816.32 W, lo cual todos estos valores entraron dentro de los rangos.

$$\text{Potencia instalada (PI)} = V_{mp} * I_{mp} * SFV$$

$$PI = 41.44 * 5.28 * 216 = 47.261 \text{ kW}$$

Esto da como resultado un total de 54 módulos fv por cada arreglo, lo cual se requirió cuatro arreglos iguales con un inversor de 12,000 W cada uno, lo cual en potencia instalada nos da un valor de 48 kW en el inversor, mientras que el arreglo fv es de 47.261 kW, lo cual así cubriría las necesidades del colegio bachilleres además de

suministrar 2.216 kW a la red y generó un respaldo energético de 808.84 kWh anuales.

En el análisis económico del SFV dio como resultado un total de \$1,483,016.40, y al año se pagaba una cantidad de \$ 187,911.94 MXN, lo cual daba como resultado un periodo de recuperación de 7.89 traducido en años daba 7 años y 11 meses.

En el mismo año 2012, se realizó la tesis “metodología de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) para uso en luminarias del edificio 3 de la ESIME Zacatenco”. En la cual nos explica lo siguiente. Uno de los principales problemas que se tenía un desperdicio de energía eléctrica con la imposibilidad de apagar ciertas luminarias que no eran necesarias, además de que la escuela contaba con un programa institucional donde mencionó puntos para el ahorro de energía eléctrica y que no se cumplen. Para reducir esa problemática se propuso realizar una metodología para la aplicación de energía fotovoltaica interconectada a la red en luminarias del edificio 3 de la ESIME Zacatenco; con la instalación de paneles fv, los cuales además de aprovechar la energía solar generaron ahorro económico además de la problemática ayudó a la disminución del deterioro del medio ambiente.

La metodología empezó con la fórmula del cálculo de la energía consumida diariamente

$$E_c = P_{TOTAL} * t$$

$$P_{TOTAL} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5$$

Donde:

$E_c$  = Energía consumida, Wh.



T = Tiempo de utilización, h.

P = Potencia, W.

P<sub>TOTAL</sub> = Potencia total, W.

Luego el cálculo de los módulos fotovoltaicos.

$$M = \frac{E_c}{V_M * I_M * h_P}$$

Donde:

M = Número de módulos FV, sin unidades.

E<sub>c</sub> = Energía consumida, Wh.

V<sub>m</sub> = Tensión máxima del módulo, V.

I<sub>m</sub> = Corriente máxima del módulo, A.

H<sub>p</sub> = Radiación en la localidad, hp.

El desarrollo de la metodología empezó con la energía consumida diariamente con los datos de la potencia total y el tiempo promedio:

$$E_c = (70976 \text{ W})(8 \text{ h}) = 567.808 \text{ kWh}$$

Luego se calculó el número de los módulos fotovoltaicos el cual dio un total de 447 módulos fotovoltaicos que servirán para cubrir la carga requerida de luminarias en el edificio.

$$M = \frac{567.808 \text{ kWh}}{(30.60 \text{ V})(7.84 \text{ A})(5.3 \text{ h})} = 446.56 \cong 447 \text{ módulos}$$

Después se procedió a calcular el car Régulo de los paneles fotovoltaicos con las fórmulas 3.3 y 3.4.

$$\text{No. de filas en serie} = \frac{V_{inv}}{V_M}$$

$$\text{No. de columnas en paralelo} = \frac{I_{inv}}{I_M}$$

$$\text{No. de filas en serie} = \frac{305 V}{30.60 V} = 9.96 \cong 10 \text{ filas en serie}$$

$$\text{No. de columnas en paralelo} = \frac{80 A}{7.84 A} = 10.20 \cong 10 \text{ columnas en paralelo}$$

Se observo que cada fila y cada columna están integradas por 10 módulos, por lo que se tiene 100 módulos conectados por inversor. Para asegurar si la tensión de los 10 módulos en serie no rebasaba la tensión de entrada del inversor se hizo la comprobación, multiplicando el número de módulos por la tensión de salida de cada módulo.

$$(10 \text{ módulos})(30.60 V) = 306 V$$

Luego se determinó el número de los inversores con la fórmula 3.5, En la cuales dividan el total de módulos fotovoltaicos necesarios del sistema y el total de módulos del arreglo.

$$\text{No. de inversores} = \frac{M}{\text{No. de Módulos del arreglo}}$$

$$\text{No. de inversores} = \frac{447 \text{ módulos}}{100 \text{ módulos}} = 4.47 \cong 4 \text{ inversores}$$

Y para asegurar que los 4 inversores cubren la potencia requerida por la carga del edificio, se comprobó de la siguiente manera:

$$(4 \text{ inversores})(30 \text{ kW}) = 120 \text{ kW}$$

Para finalizar, el costo del SFV fue un total de \$3,234,792.00 MXN donde cubría salarios, módulos, inversores, estructura y herramientas y material auxiliar. Por lo cual su amortización daría un tiempo de 138.69 meses traducidos a un total de 11 años con 6 meses aproximadamente.

En 2013, otro proyecto que cabe resaltar fue la propuesta de un diseño y la implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica de CFE en las aulas ligeras en la Universidad Tecnológica de Tijuana (UTT) en la ciudad de Chihuahua.

La universidad tecnológica de Tijuana (UTT) tenía un alto consumo de energía eléctrica oscilando entre los \$ 60,000 a \$ 173,000 pesos mensuales. El propósito del desarrollo del proyecto fue contribuir a minimizar el consumo de energía eléctrica en la UTT, implementando un sistema fotovoltaico (SFV) interconectado a la red en un área específica de la universidad, eligiéndose las aulas ligeras como primera etapa que permita obtener información para justificar la continuidad del mismo al resto de la institución. Además, la implementación de este sistema representó un recurso académico para la enseñanza práctica de los estudiantes de la carrera de energías renovables. Para su implementación del SFV se eligió el área de las aulas ligeras de la UTT, ya que al ser salones y oficinas que se encuentran fuera de los edificios de docencia, la mayor parte del consumo neto de la energía eléctrica es en iluminación y algunos equipos de cómputo. Primero se realizó un diagnóstico energético con un analizador de redes FLUKE 435-A, para contar con valores reales de consumo en esta área, seguido del análisis respectivo de estos datos. Posteriormente, se procedió a la adquisición e instalación de los módulos fotovoltaicos marca Hareon solar modelo HR-180W/24V y de los micro inversores

Enphase M215-60-2LL-S22. Dicho proceso de instalación se realizó con el apoyo de los alumnos de la carrera de energía renovables de la UTT. Con la recopilación y análisis de los datos de generación eléctrica del SFV, además de los datos previos de consumo para esta área, se hizo un análisis de los resultados obtenidos para determinar porcentajes de disminución y ahorro, con los que se pretende a futuro realizar una propuesta a mayor escala al resto de la institución.

En la metodología se planteó el diagrama que se siguió para la implementación del SFV, empezando por:

1. Diagnóstico energético
2. Determinación de las características del SFV
3. Adquisición e instalación del SFV
4. Monitoreo de datos de energía producida
5. Análisis de resultados generados.

Las condiciones climatológicas mostraron datos como clima, temperatura promedio e irradiación promedio diaria. Contaba con diferentes climas durante todo el año, seco templado, tipo mediterráneo, con régimen de lluvias invernales y verano con cielos despejados. Su temperatura promedio era de 21°C, oscilando entre 8°C y 28°C. Su irradiancia promedio diaria dio 5.276b kWh/m2/día.

Las características del módulo fotovoltaico:

- ❖ Marca y modelo: Hareon solar HR-180W/24V.
- ❖ Peso: 15.5 kg
- ❖ Potencia: 180 W
- ❖ Voltaje: 24 V

Las características del micro inversor:

- ❖ Marca y modelo: Enphase M215-60-2LL-S2S.

- ❖ Potencia de entrada: 190 - 270 W
- ❖ Máximo voltaje de entrada: 45 V
- ❖ Potencia de salida: 215 W
- ❖ Voltaje nominal: 208/183-229 V; 240/211-264 V.
- ❖ Factor de potencia: 0.95.

El costo unitario de los módulos fotovoltaicos era \$3,024.00 MXN. El costo unitario del micro inversor fue de \$1,670.00. Por lo cual el costo total del SFV fue de \$52,540.00 MXN.

Después de haber realizado la instalación se realizaron los diagnósticos para obtener datos importantes como los datos promedio del consumo tanto semanal como mensual, los datos fueron: promedio semanal fue de 340 kWh y el promedio mensual 1,457 kWh, lo cual representaba un 2.186% del consumo total de la institución, y en cuestión de costos alrededor de \$1,152.29 a \$5,937.24 MXN según la época del año.

Como conclusión, el porcentaje de disminución del consumo energético en las aulas ligeras fue de 9.44% a 19.63%, lo cual representó en cuestión tarifaria un ahorro de \$178.11 a \$644.60 por mes y \$4,639.16 pesos MXN al año del costo total correspondiente a las aulas ligeras, lo cual representó un ahorro anual del 13.53%.

Por último, su retorno de inversión dio como resultado 11 a 12 años.

En el año 2014 se realizó un trabajo. Se propuso la integración de un sistema fotovoltaico de interconexión al sistema eléctrico nacional para satisfacer un

porcentaje del consumo anual del negocio Papas Selectas Rio Fuerte en el municipio de San Nicolás de los Garza en el estado de Nuevo León.

El objetivo era que el sistema de interconexión sea subsidiado en un 50% de su costo total y cumpliera con los requerimientos técnicos que establece CFE, así como el FIRCO para su puesta en marcha en enero del 2014.

El inicio del proyecto se hará definiendo y analizando tres criterios que se consideraron claves para definir la dirección del proyecto, se describió el lugar donde se realizó el proyecto así como el análisis de los consumos de la empresa en tarifa HM, para determinar la capacidad del SFVI como lo son la elección de los componentes que integran el proyecto; definiendo, inversores, módulos, estructuras y herrajes; así como análisis de retorno de inversión y las disposiciones económicas con las que se cuentan; para este caso se dispondrá de un recurso estimado de \$2,000,000.00 MN, que se dividió 50% FIRCO y 50% la empresa.

El segundo capítulo consideró el análisis del sitio donde se llevará a cabo la instalación, levantamiento de información, la distribución (sembrado de módulos), análisis de sombreados, ingeniería eléctrica, ubicación de acondicionamiento de potencia, cálculo de cableado y canalizaciones.

En el último capítulo fue el programa de revisión y auditoría, así como los puntos clave para considerarlos en una futura propuesta para la elaboración de un programa de mantenimiento preventivo del SFVI.

Se utilizó un recibo en el cual contenía información para poder realizar el dimensionado, el periodo que abarcaba el recibo era del 30 de noviembre del 2011 al 31 de diciembre del 2011. Se encontraba en tarifa HM y tenía una carga

conectada de 320 kW y una demanda conectada de 204 kW. En el rubro de la energía (costo energía y costo por demanda facturable), se tenía \$5,763.70 de energía y \$2,270.66 de demanda facturable, lo cual daba un costo final de \$9,268.60 ya incluyendo el IVA.

Después de haber revisado el historial se obtuvieron los datos de la energía consumida, para el promedio diario fue de 44.84 kWh y para el promedio mensual de 1,363 kWh. Por lo consecuente se utilizó un total de 158 módulos fotovoltaicos los cuales se dividieron en 126 módulos de la marca solarworld con una potencia de 255 tipo monocristalino y 32 módulos de la misma marca, pero con potencia de 270 tipo monocristalino, para así tener una potencial máxima de 40.77 kWp. También se utilizó un inversor de la marca powerone modelo Aurora trio-20.0.

Se calculó la recuperación de la inversión realizando un análisis de todos los componentes que llevaría a cabo el proyecto. Y después de eso se llegó al dato de que en 10 años se tendría el retorno.

Otro dato importante es que se considera un incremento de energía eléctrica por CFE. Claramente se tomó en base al histórico del 2001 al 2013 de los recibos que se utilizaron en el proyecto y cabe recalcar que fue la el periodo de hora intermedia. El incremento fue de 7.59% en los 12.5 años.

Se concluyó que se realizó la instalación fotovoltaica donde se utilizó la potencia de 40.035 kWp a 26° de inclinación lo cual abasteció el total de la energía que se tenía en ese momento.

En el año 2015, los ingenieros Vázquez Guzmán Gerardo, Martínez Rodríguez Pánfilo Raymundo y Sosa Zúñiga José Miguel realizaron una investigación de

inversores y escribieron el artículo “inversor monofásico de alta eficiencia sin transformador para aplicaciones fotovoltaicas”.

Los nuevos inversores fotovoltaicos (FV) tienen un importante rol en el mercado de la energía debido a sus excelentes características en relación con el costo y la confiabilidad. La estructura más usada en la etapa de conversión de un sistema de energía solar incluye un transformador de baja frecuencia (TBF) el cual proporciona aislamiento galvánico, pero por otro lado reduce la eficiencia total e incrementa el tamaño y costo del sistema.

Una alternativa para reducir el tamaño del sistema y las pérdidas de potencia es usar un transformador de alta frecuencia (TAF), el problema en este caso es que se deben usar algunas etapas de potencia adicionales. Las etapas adicionales introducen pérdidas de potencia en el proceso de conversión de la energía por lo que la eficiencia del sistema se reduce. Por lo tanto, la tendencia en la implementación de este tipo de equipos es remover el transformador para incrementar la eficiencia y reducir el costo. Sin embargo, cuando se provee al sistema de aislamiento galvánico, surge un problema de seguridad relacionado con las corrientes parásitas de modo común.

En este artículo se propone una topología de inversor para resolver el problema de las corrientes parásitas de modo común en sistemas FV sin transformador. Se proporcionarán resultados de simulación con los cuales se hace un análisis relacionado con la eficiencia y el comportamiento del voltaje de modo común (VMC) para validar la topología propuesta.

Con lo anteriormente visto, existen varias preocupaciones, pero sobre todo en el suministro y precio futuro de la energía. Para ellos se han desarrollado los SFCR.



Los sistemas fotovoltaicos interconectados a red han sido una opción muy viable para poder así reducir el costo que se paga por consumo de la energía eléctrica.

La idea es que estos sistemas se conecten a la red eléctrica de CFE y a través de los paneles solares se genere la energía eléctrica limpia. Parte de esta energía se utilice directamente por las mañanas y la energía sobrante pueda ser almacenada en la red para su posterior bonificación en las noches, para ello se deberá instalar un medidor bidireccional el cual permite medir la cantidad de energía que se está ingresando a la red, así como la que se está consumiendo, para que al final se realice la resta de lo ingresado y lo consumido, para ser bonificado en el recibo de luz de la CFE.

Por lo cual, un buen diseño de un sistema fotovoltaico podría llegar a reducir los costos del uso de la energía eléctrica utilizada en las industrias que se encuentren en tarifas de media tensión. Por ello se realizarán diferentes tareas, así como investigaciones, actividades y un análisis óptimo en su diseño para que pueda ser rentable, además de cuidar la integración de los sistemas y respetando el entorno arquitectónico y ambiental que este pueda ocasionar.

## **1.2 Planteamiento del problema**

Actualmente el costo de la energía eléctrica utilizada en México ha sufrido aumentos y como la gran parte de esta energía que se consume proviene de combustibles fósiles, esto ha causado una gran contaminación para México y para todo el planeta incrementando el calentamiento global.

Las empresas que se encuentran en las tarifas eléctricas de media tensión como la tarifa HM, tienen una gran cantidad de consumo por la electricidad, por lo cual esto

ha llevado a que paguen cantidades grandes de dinero por el uso de esta a la Comisión Federal de Electricidad o también conocida como CFE.

Así mismo, las industrias dentro de estas tarifas eléctricas no solo cuentan con el problema de los costes de las tarifas que usan de las fuentes fósiles, si no también toda la instalación eléctrica, ya que en muchas ocasiones las empresas no cuentan con ahorros energéticos y eso también ocasiona un gran incremento en el pago de la energía eléctrica.

Considerando la problemática que se tiene por los altos pagos de la electricidad en los sectores de media tensión, surge el siguiente cuestionamiento: ¿Cómo podemos reducir los costos por el consumo de la energía eléctrica en la tarifa de media tensión, que sea de una fuente renovable y ayude al ahorro energético?

### **1.3 Objetivo general**

Diseñar y analizar la propuesta de un sistema fotovoltaico interconectado a red con tarifa HM de media tensión, así como las propuestas de ahorro energético.

#### **1.3.1 Objetivos particulares**

- ❖ Analizar tarifa HM
- ❖ Diseñar sistema F.V. HM
- ❖ Analizar de coste-beneficio
- ❖ Analizar reducción de CO<sub>2</sub>
- ❖ Realizar una propuesta de ahorro energético

## 1.4 Justificación

Las fuentes renovables han ido mejorando cada día la calidad de vida de un ser humano, es por ello por lo que usando la energía solar fotovoltaica en este proyecto podremos llegar a resolver la problemática que existe con la tarifa de media tensión.

La energía solar es la energía renovable que provienen del sol, debido a que está es una fuente limpia e inagotable será esta la que se usará en el presente proyecto. Esta energía solar puede producir energía eléctrica mediante los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red. Una vez convertida en energía eléctrica se hará uso de esta para sustituir a la energía convencional que se consume en México y por lo tanto se usa en las empresas que se encuentran en media tensión. Luego hacer el análisis de todo lo necesario para poder realizar los cálculos y así diseñar el sistema fotovoltaico interconectado a red (SFVIR) y también poder realizar la propuesta del ahorro energético con todos los datos que se lleguen a obtener, con lo cual nos daría los siguientes beneficios:

- ❖ Reducir los costos de la energía eléctrica.
- ❖ Obtener un ahorro energético.
- ❖ Utilizar energía eléctrica de fuentes renovables.
- ❖ Reducir las emisiones de gas de efecto invernadero.

Esto nos llevaría a poder convertirse de una empresa convencional a una empresa sustentable y responsable con el medio ambiente.

## Capítulo II Marco teórico

### 2.1 Introducción

En este capítulo se obtuvo la información necesaria para poder realizar el proyecto, empezando desde el núcleo central el cual está conformado por la energía solar. Desde la energía solar hasta los cálculos para la realización del dimensionado fotovoltaico. Cada título que se menciona en este capítulo sirvió como fuente para el desarrollo de la metodología, y con ello la obtención de resultados posteriormente.

### 2.2 Conceptos básicos de electricidad

#### Potencia eléctrica

De acuerdo con la Ley de Ohm, para que exista un circuito eléctrico cerrado tiene que existir:

- 1.- Una fuente de fuerza electromotriz (FEM) o diferencia de potencial, es decir, una tensión o voltaje (V) aplicado al circuito.
- 2.- El flujo de una intensidad de corriente (I) fluyendo por dicho circuito.
- 3.- Una carga, consumidor o resistencia conectada al mismo.

**Resistencia activa (R):** Es la oposición que ofrecen las bombillas incandescentes y halógenas, los calentadores eléctricos con resistencia de alambre nicromo, las resistencias de carbón de los circuitos electrónicos, etc., al flujo de la corriente eléctrica por un circuito cerrado cualquiera. La resistencia activa representa lo que se denomina una “carga resistiva”.

**Reactancia inductiva (XL):** La reactancia inductiva es la oposición o resistencia que ofrecen al flujo de la corriente por un circuito eléctrico cerrado las bobinas o enrollados hechos con alambre de cobre, ampliamente utilizados en motores eléctricos, transformadores de tensión o voltaje y otros dispositivos. Esta reactancia

representa una “carga inductiva” para el circuito de corriente alterna donde se encuentra conectada.

**Reactancia capacitiva (XC):** La reactancia capacitiva es la oposición o resistencia que ofrecen al flujo de la corriente eléctrica los capacitores o condensadores. Esta reactancia representa una “carga capacitiva” para el circuito de corriente alterna donde se encuentra conectada.

**Potencia activa o resistiva (P):** Cuando conectamos una resistencia (R) o carga resistiva en un circuito de corriente alterna, el trabajo útil que genera dicha carga determinará la potencia activa que tendrá que proporcionar la fuente de fuerza electromotriz (FEM). La fórmula matemática para hallar la potencia activa que consume un equipo eléctrico cualquiera cuando se encuentra conectado a un circuito monofásico de corriente alterna es la siguiente:

$$P = V * I * \text{Cos } \phi$$

Donde:

P = Potencia de consumo eléctrico, expresada en watt (W).

I = Intensidad de la corriente que fluye por el circuito, en ampere (A).

Cos  $\phi$  = Valor del factor de potencia o coseno de “ $\phi$ ”.

En los dispositivos que poseen solamente carga resistiva, el factor de potencia es siempre igual a “1”, mientras que en los que poseen carga inductiva ese valor será siempre menor de “1”.

**Potencia reactiva o inductiva (Q):** Esta potencia la consumen los circuitos de corriente alterna que tienen conectadas cargas reactivas, como pueden ser motores, transformadores de voltaje y cualquier otro dispositivo similar que posea

bobinas o enrollados. Esos dispositivos no sólo consumen la potencia activa que suministra la fuente de FEM, sino también potencia reactiva.

La unidad de medida de la potencia reactiva es el volt-ampere reactivo (VAR). La fórmula matemática para hallar la potencia reactiva de un circuito eléctrico es la siguiente:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

Donde:

Q = Valor de la carga reactiva o inductiva, en volt-ampere reactivo (VAR).

S = Valor de la potencia aparente o total, expresada en volt-ampere (VA).

P = Valor de la potencia activa o resistiva, expresada en watt (W).

**Potencia aparente o total (S):** La potencia aparente (S), llamada también "potencia total", es el resultado de la suma geométrica de las potencias activa y reactiva. Esta potencia es la que realmente suministra una planta eléctrica cuando se encuentra funcionando al vacío, es decir, sin ningún tipo de carga conectada, mientras que la potencia que consumen las cargas conectadas al circuito eléctrico es potencia activa (P). La fórmula matemática para hallar el valor de este tipo de potencia es la siguiente:

$$S = V * I$$

Donde:

S = Potencia aparente o total, expresada en volt-ampere (VA).

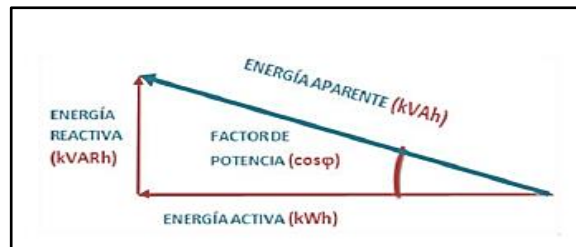
V = Voltaje de la corriente, expresado en volt.

I = Intensidad de la corriente que fluye por el circuito, en ampere (A).

### **Factor de potencia.**

Triángulo de potencias.

El llamado triángulo de potencias es la mejor forma de ver y comprender de forma gráfica qué es el factor de potencia o coseno de “fi” ( $\cos\phi$ ) y su estrecha relación con los restantes tipos de potencia presentes en un circuito eléctrico de corriente alterna.



**Figura 2:** Triángulo de potencias.

Esta relación se puede representar también, de forma matemática, por medio de la siguiente fórmula:

$$\cos\phi = P / S$$

Donde:

$\cos\phi$  = Factor de potencia

P = Potencia activa

S = Potencia aparente

### 2.3 El sol y sus características

La principal fuente de energía para la vida de los seres vivos es la solar. Con ella convivimos seres humanos, plantas y animales, siendo el motor de todas las fuentes de energía renovables, así Sánchez (2015) comenta:

El sol es la estrella más próxima a la tierra. Tiene un radio de unos 700.000 km y una masa de  $2 \times 10^{30}$  kg, unas 300.000 veces a la tierra. A su alrededor giran los planetas del sistema solar, aunque él concentra el 99% de la masa del mismo. Su densidad es  $1,41 \times 10^3$  kg/m<sup>3</sup>. La temperatura de su superficie ronda los 6.000 °C, aunque es algo menor en las manchas solares en nuestro clima. Cerca del centro la temperatura es de más de 15.000.000 °C y la densidad es unas 120 veces mayor

que en la superficie. En esta zona se alcanzan presiones de 250.000 millones de atmósferas. Los gases del núcleo están comprimidos hasta una densidad 150 veces del agua. (p 11).

Con estos datos nos da la idea del inmenso potencial energético que tiene esta estrella que ha permanecido por a través del tiempo que ha dado vida a muchas generaciones de seres humanos que habitamos en este planeta, por lo tanto, Sánchez (2015) afirma:

La fuente de toda la energía del sol se encuentra en el núcleo. Debido las condiciones extremas de presión y temperatura en su interior, tienen lugar reacciones nucleares de fusión. En éstas, cuatro átomos de hidrógeno se combinan para convertirse en un átomo de helio. La masa del átomo de helio es 0.7% menor que la masa de los cuatro átomos de hidrógeno. Esa masa que falta es lo que se convierte en energía que, en forma de rayos gamma, se expande desde el núcleo hacia la superficie en los primeros 500.000 km de espesor de la esfera solar por radiación, ahí alcanza la zona en que el transporte es ya por convección y que permite a los fotones, después de un largo de viaje de miles de años alcanzar la superficie solar. El sol se encuentra a 149,5 millones de kilómetros y su luz tarda 8,3 minutos en llegar a la superficie terrestre, a una velocidad de 300.000 km/s. La radiación solar llega a la tierra en forma de ondas electromagnéticas, que se desplazan por el espacio en todas las direcciones, ya que éstas no necesitan un medio físico para su propagación. (p 11).

### **2.3.1 Energía solar**

La energía solar es uno de los tipos de energías renovables que existen en el planeta y se le conoce como la energía que proviene del sol. Esta llega a la tierra en forma de luz, calor o rayos ultravioleta. Esta energía se puede aprovechar en dos tipos, el primero es en energía solar fotovoltaica y el segundo como energía solar térmica. La primera sirve para obtener electricidad y el segundo sirve para obtener calor.



La energía solar es de las más importantes ya que es un recurso energético renovable que puede llegar a disminuir el consumo de las fuentes no renovables que contaminan el medio ambiente y el planeta en el que vivimos.

### **2.3.2 Radiación solar**

La radiación solar son emisiones de energía en forma de radiaciones electromagnéticas que envía el sol. Estas radiaciones se miden en unidades de irradiancia. De Andrade, M (2015) afirma:

La cantidad de radiación solar que llega a nuestro planeta depende de factores como la distancia entre la tierra y el sol, la dirección o el ángulo en que estas radiaciones entran a la atmosfera y los movimientos que normalmente tiene la tierra de rotación y traslación. (párr. 2).

Según como llegue la luz solar a la superficie de la tierra, podemos clasificar la radiación en tres tipos diferentes: directa, difusa o dispersa y albedo o reflejada.

La radiación solar directa es la que incide sobre cualquier superficie con un ángulo único y preciso. La radiación solar viaja en línea recta, pero los gases y partículas en la atmósfera pueden desviar esta energía, lo que se llama dispersión. Esto explica que un área con sombra o piezas sin luz solar esté iluminada: le llega luz difusa o radiación difusa.

Los gases de la atmosfera dispersan más efectivamente las longitudes de onda más cortas (violeta azul) que las longitudes de onda más largas (naranja y rojo). Esto explica el color azul del cielo y los colores rojo y naranja del amanecer y atardecer. Cuando amanece o anochece, la radiación solar recorre un mayor espesor de atmosfera y la azul y violeta es dispersada hacia el espacio exterior, pasando mayor cantidad de luz roja y naranja hacia la tierra, lo que da el color del cielo a esas horas.

Se llama albedo a la fracción de la radiación reflejada por la superficie de la tierra o cualquier otra superficie. El albedo es variable de un lugar a otro y de un instante a otro, por ejemplo, para un cuerpo negro, su valor es igual a cero, pero para la nieve es de 0,9; para un suelo mojado es 0.18; etc.

En México, el potencial solar bruto es de 5 kWh/m<sup>2</sup> diarios, que corresponde alrededor de 50 veces la generación eléctrica del país. A pesar de eso, en el noroeste del país se encuentra la zona con mayor potencial, la cual ha tenido registros por encima de 8 kWh/m<sup>2</sup> en primavera y verano.

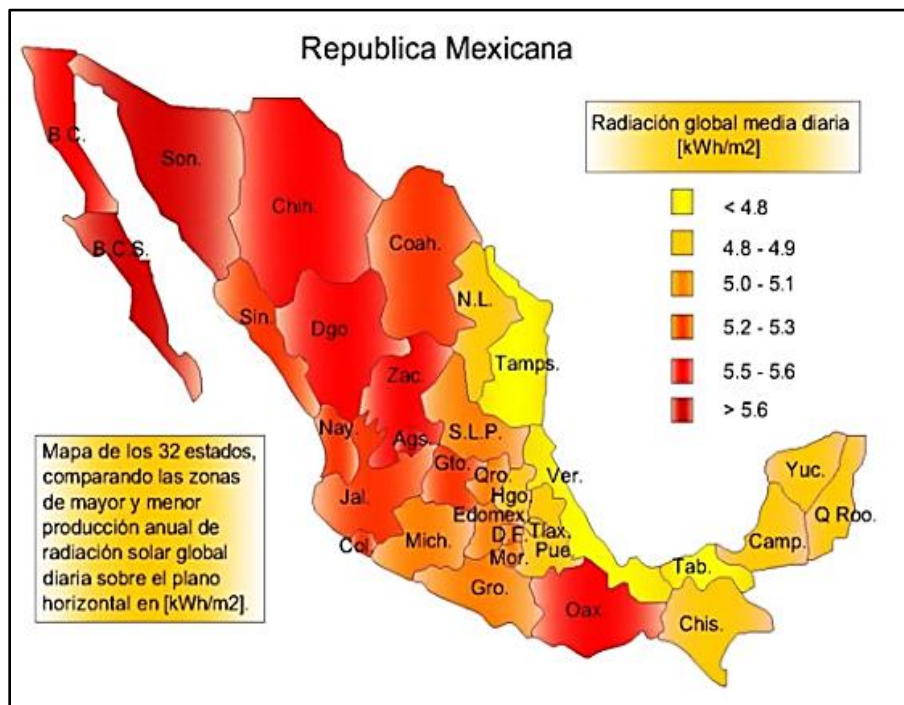


Figura 2.1: Radiación solar en México.

### 2.3.3 Horas solar pico (HSP)

La mayor incidencia del sol en nuestro planeta tierra se registra en términos de horas pico las cuales varían con respecto a la zona geográfica, tomando en cuenta

la latitud, ángulo y su temperatura, por lo tanto, Sánchez (2015) define a la hora solar pico como:

Es un parámetro fundamental para el dimensionado de los sistemas fotovoltaicos. Corresponde al número de horas en las que cada metro cuadrado de superficie captadora, obtiene de modo constante 1.000 W de energía. Los módulos fotovoltaicos se caracterizan bajo unas condiciones determinadas que son tomadas como referencia y que se denominan condiciones estándar de medida. Éstas son:

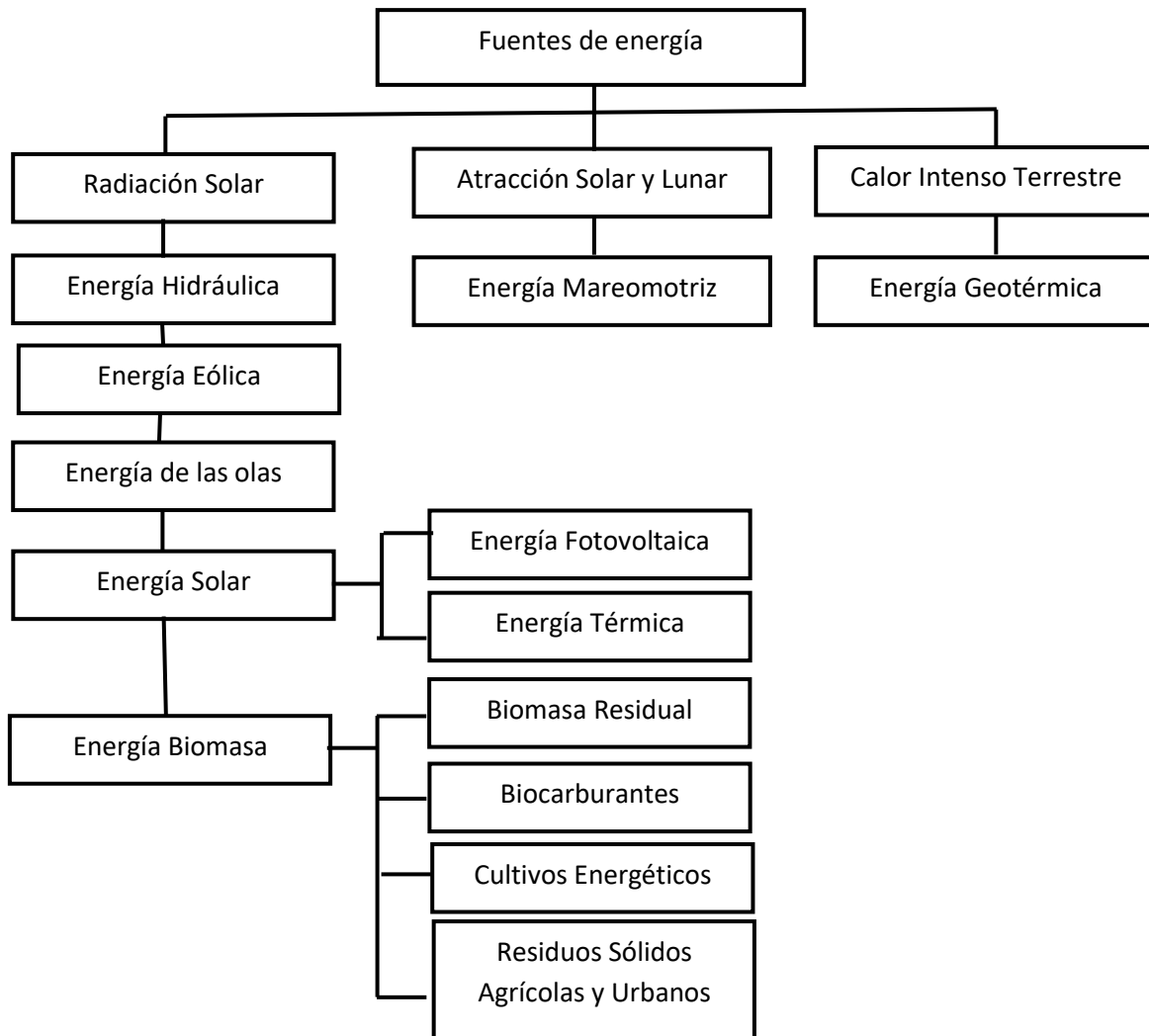
- ❖ 1 kW/m<sup>2</sup> de radiación solar.
- ❖ 25 °C de temperatura de las células fotovoltaicas.
- ❖ Incidencia normal (p24).

## **2.4 Energías Renovables**

Las energías renovables son una energía que se obtiene de las fuentes renovables las cuales tienen la capacidad de poder regenerarse, y no contaminar el medio ambiente. Las fuentes renovables son conocidas como el sol, agua, tierra, la atracción lunar y solar. Con el calentamiento global que se está viviendo hoy en día en nuestro planeta, estas energías renovables serán las que hagan un cambio para que nuestro planeta deje de ser tan contaminado por los gases invernadero que producen las fuentes convencionales conocidas como fuentes fósiles.

### **2.4.1 Fuentes de energías renovables**

Existe una gran variedad de energías renovables como se muestran en el siguiente esquema.



**Figura 2.2:** Fuentes de energía

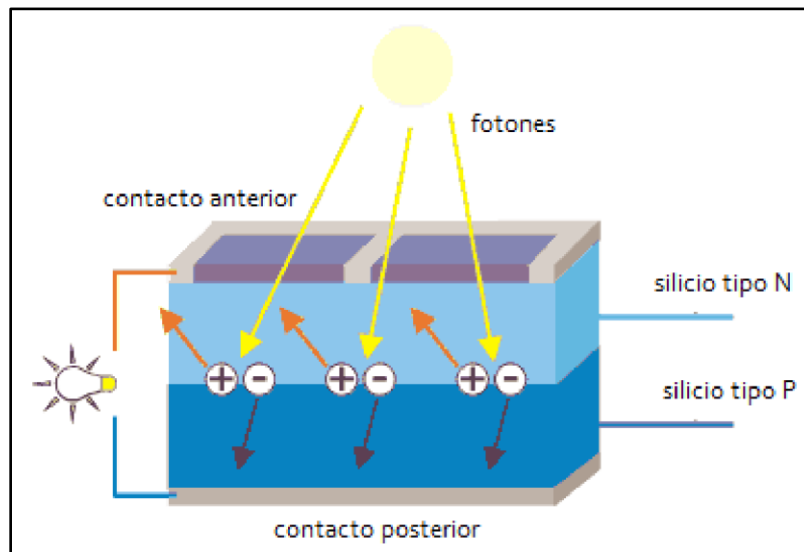
### 2.4.2 Energía solar fotovoltaica

El nombre de la energía solar fotovoltaica proviene de la captación de la radiación solar directa que emite el sol. Esta radiación no produce CO<sub>2</sub>, contaminación ambiental ni acústica, no depende de algún combustible que contamine el medio ambiente “y permite la autonomía respecto de la red general eléctrica” (Serrano 2015).

La radiación se transforma en energía eléctrica a través de los dispositivos llamados módulos fotovoltaicos los cuales utilizan un proceso conocido como el efecto fotovoltaico.

### 2.4.3 efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es producido cuando la radiación incide en los módulos fotovoltaicos, a través de ellos existe un material comúnmente utilizado como el silicio, el cual contiene dos semiconductores conocidos como silicio tipo N y silicio tipo P. Cuando los fotones inciden sobre estos semiconductores pueden ser reflejados, absorbidos o pasar a través de él. Los fotones que son absorbidos son los únicos que pueden generar electricidad.



**Figura 2.3:** *Efecto fotovoltaico*

## **2.5 Descripción de los sistemas fotovoltaicos**

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos que son indispensables para la captación de la energía solar y luego esta ser transformada en energía eléctrica para el uso necesario. Estos sistemas se pueden ser utilizados desde lugares alejados donde no existe la electricidad, hasta granjas solares en donde son millones de módulos solares instalados. Existen tres tipos de instalaciones, las instalaciones de sistemas autónomos o islas, instalaciones de sistemas híbridos e instalaciones interconectadas a la red.

Para el caso de las instalaciones de sistemas autónomas, estas instalaciones tienen una total autonomía energética y se construyen especialmente en lugares en que, por motivos económicos, técnicos y medioambientales, no es posible hacer llegar la red de distribución eléctrica de CFE. Así mismo pueden ser utilizadas en estacionamientos o luminarias de las calles en las cuales les sea más factible ser autónomas a interconectarlas a la red.

Para las instalaciones híbridas, pueden ser una combinación de la energía solar fv y energía eólica, en las cuales llevan módulos fotovoltaicos con aerogeneradores o puede ser la energía solar fv con energía térmica.

Y Para el caso de las instalaciones interconectadas a red, estas son la mejor alternativa cuando se cuenta con el servicio de energía eléctrica por parte de CFE ya que es más factible la instalación de los SFV en las zonas residenciales, zonas de negocio y zonas industriales que ya cuentan con esta energía.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico interconectado a red son:

- ❖ Módulo fotovoltaico
- ❖ Inversor para la conexión a red

## ❖ Medidor bidireccional

### **2.5.1 Medidor bidireccional**

Este tipo de medidor, además de poder medir el consumo de energía eléctrica de la compañía girando en el sentido normal, puede girar de manera contraria, haciendo posible que la CFE reste a nuestro recibo la energía que estamos generando y sume a nuestro favor la energía de exceso, lo que evitaría la instalación de un almacén de electricidad.

Un medidor bidireccional funciona de la siguiente forma: durante el día producimos energía eléctrica con nuestros módulos fotovoltaicos, el medidor se encarga de calcular esta energía y restarla al consumo del servicio de luz. Cuando la energía resulta en excedente podemos utilizarla por la noche o en caso contrario de haber utilizado más energía de la producida, puedes volverte a conectar al servicio de la comisión de electricidad. Y en el mejor de los casos, al fin de mes haber producido un excedente de energía que se podrá utilizar en los próximos 12 meses.

Un medidor bidireccional es la mejor opción para las personas que quieren comenzar a utilizar la energía fotovoltaica como fuente de electricidad, pues es la manera más práctica.

### **2.6 Macro componentes fotovoltaicos**

Se les considera macros componentes porque son los componentes que acaparan los mayores costos de toda la instalación fotovoltaica. En los macros se encuentran los módulos fotovoltaicos, los inversores y las estructuras. Estos tres componentes varían los precios entre marca, diseño, material del que están hechos, y los

beneficios que traiga cada uno. En la mayoría de los casos los macro componentes constituyen el 60% de los costos totales de todo el sistema fotovoltaico, es por ello que se les considera los componentes principales.

### **2.6.1 Módulos fotovoltaicos y su clasificación**

Los módulos fotovoltaicos son los elementos fundamentales de cualquier sistema solar fotovoltaico, y su misión es captar la energía solar incidente del sol para generar una corriente eléctrica. Las células solares constituyen un producto intermedio de la industria fotovoltaica ya que proporcionan valores de tensión y corriente muy pequeños, en comparación a los requeridos normalmente no aisladas y carecen de soporte mecánico; por eso, una vez fabricados, deben ser ensambladas de la manera adecuada para construir una estructura única, rígida y hermética.

En un sistema de interconexión a la red eléctrica los módulos fotovoltaicos cuentan con capacidades de 100 Wp a 300 Wp nominales. Esta potencia corresponde a condiciones normalizadas de prueba o también conocidas como standard test condition (STC) que cuentan con radiación solar de  $1,000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de módulo de  $25^\circ\text{C}$  y una masa de aire de 1.5 atm.

En el conjunto del panel FV, las celdas o células solares deben ser iguales. Están conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los módulos solares se construyen asociando primero las células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Hoy en día existen muchas tecnologías de módulos solares, los módulos más conocidos son monocristalinas, policristalinas, de capa delgada, telurio de cadmio,



diseleniuro de cobre de galio, pero los más comerciales son los monocristalinos y policristalinos ya que estos están hechos de silicio y el silicio es el segundo material más abundante del planeta tierra, después del oxígeno.



**Figura 2.4:** *Tecnologías de los módulos solares.*

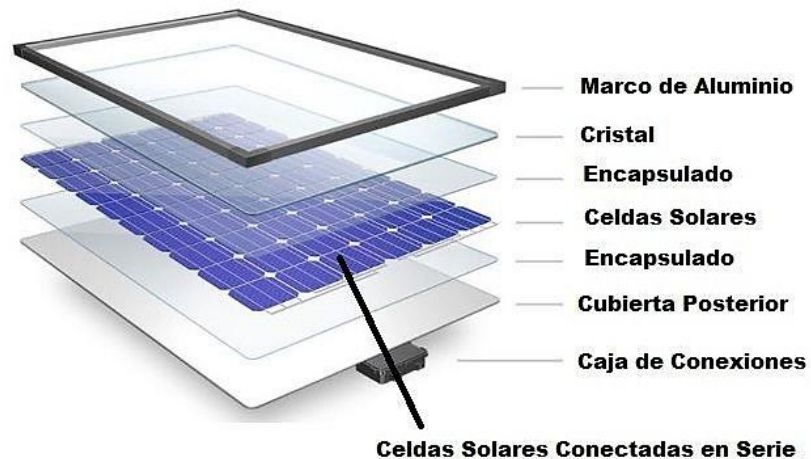
El módulo monocristalino cuenta con la mayor eficiencia que ronda entre el 14% - 20%, pero este cuenta con el mayor costo de fabricación ya que solo está hecho de un solo cristal de silicio y eso ocasiona que sea una fabricación más lenta.

Los módulos de policristalino cuentan con una eficiencia del 12% al 16%. Estos son menos eficientes ya que están hechos de varios cristales de silicio y eso abarata tanto su proceso como su costo en el mercado.

Las partes con las que están estructuradas un módulo solar son:

- ❖ Marco de aluminio
- ❖ Cubierta de cristal
- ❖ Encapsulado
- ❖ Celdas solares

- ❖ Cubierta posterior
- ❖ Caja de conexiones



**Figura 2.5:** Estructura de un módulo solar fotovoltaico.

### 2.6.2 Inversores y su clasificación

El inversor funciona como un dispositivo electrónico, su función es transformar la energía en corriente directa proveniente de los módulos fotovoltaicos a corriente alterna. Los inversores utilizan en una gran variedad de aplicaciones, desde pequeñas fuentes de alimentación para ordenadores, hasta aplicaciones industriales para controlar alta potencia. El inversor queda ubicado entre el SFV y el punto de conexión a la red eléctrica.

Un inversor CC / CA es un equipo fundamental en el campo de las energías renovables y en especial en los campos fotovoltaicos, ya que al ser transformada en corriente alterna esta ya puede ser inyectada a la red eléctrica del país o también usarlas en islas fotovoltaicas. Ya que están convertida en corriente alterna esta es capaz de alimentar una carga alterna, regulando la tensión, la frecuencia o bien

ambas. Más exactamente, los inversores transfieren potencia desde una fuente de continua a una carga de alterna.

Algunas características eléctricas básicas de los inversores son:

- ❖ Potencia pico.
- ❖ Estabilidad del voltaje.
- ❖ Baja distorsión armónica.
- ❖ Arranque automático.
- ❖ En un inversor senoidal / onda cuadrada se exige alta eficiencia: 70% trabajando a una potencia igual al 20% nominal y 85% cuando trabaje a una potencia superior al 40% de la nominal.
- ❖ Buen comportamiento frente a la variación de temperatura.

Los inversores más modernos han comenzado a utilizar formas avanzadas de transistores o dispositivos similares, como los tiristores, los triacs o los IGBT.

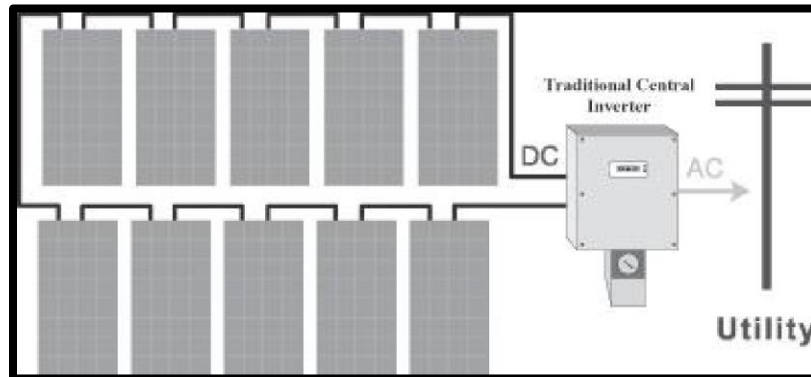
En sus aplicaciones existen tres tipos de inversores que son, los inversores monofásicos, inversores bifásicos y los inversores trifásicos. El inversor monofásico es un inversor simple que consta de un oscilador que controla a un transistor, el cual se utiliza para interrumpir la corriente de entrante y generar una onda senoidal. El inversor bifásico tiene un voltaje de entrada regulado y una salida con dos tensiones eléctricas alternas desfasadas en su frecuencia de 90°. El inversor trifásico es utilizado para la alimentación de cargas trifásicas que requieran corriente alterna, además de que son los que mayor mente utilizados en el campo de la energía solar.

En su clasificación existen los siguientes:

- ❖ Inversores centrales
- ❖ Inversores por cadena (String)

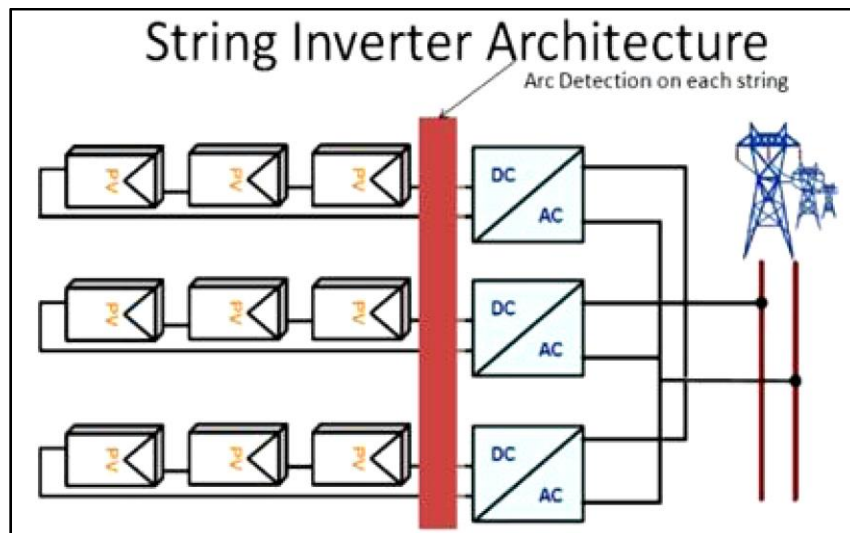
- ❖ Microinversores
- ❖ Optimizadores

Los inversores centrales son arreglos en series o cadenas conectados en paralelo a un solo inversor. Cuentan con protecciones sobre corriente por serie y pueden manejar corrientes más altas en CD.



**Figura 2.6:** *Diseño de la conexión de un inversor central.*

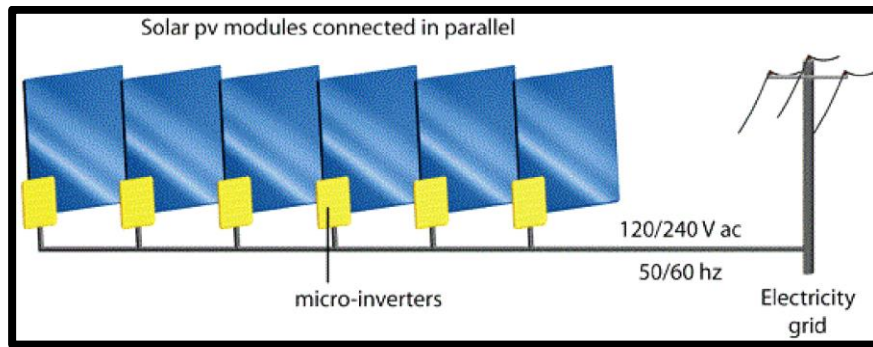
Los inversores por cadena son los que están divididos por varias cadenas conectados a diferentes inversores, esto tiene una gran ventaja, ya que en caso de que hubiera alguna falla en alguna cadena, solo se desconecta esa cadena con ese inversor y las demás cadenas e inversores seguirán produciendo energía.



**Figura 2.7:** *Diseño de la conexión de los inversores en cadena (string).*

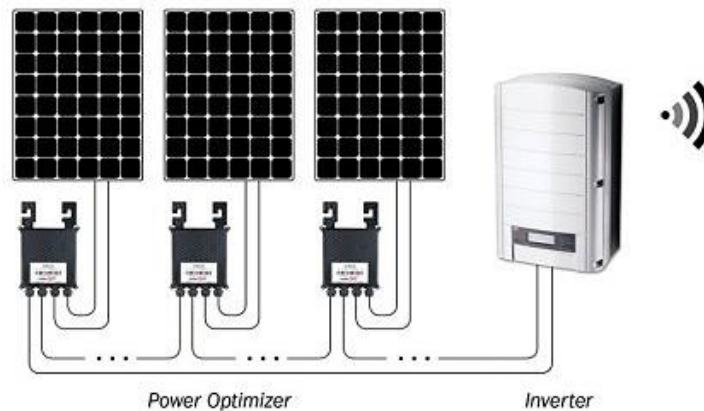
Los microinversores, son pequeños dispositivos que se conectan a uno o dos módulos convirtiéndola instantáneamente en corriente alterna. Además de que cuentan con varias ventajas como:

- ❖ En caso de sombras, solo afecta unos cuantos y no toda la operación del sistema.
- ❖ Se pueden instalar con diferentes inclinaciones.
- ❖ Producen diversas potencias cada módulo.
- ❖ Su instalación es más fácil.
- ❖ Se pueden acoplar fácilmente a la instalación sin grandes modificaciones a la arquitectura del lugar.



**Figura 2.8:** Demostración de la conexión de microinversores.

Los optimizadores son dispositivos que funcionan como rastreadores MPPT por módulo. Estos se instalan a cada módulo y después se coordinan con un inversor central. Incrementan el voltaje en CD en el punto de máxima potencia y se minimiza la corriente. Cuentan con un sistema de protección avanzado para proteger toda la instalación y se pueden tener en constante monitoreo cada uno de los optimizadores.



**Figura 2.9:** Diseño de una conexión de optimizadores a un inversor central.

### 2.6.3 Estructuras

Existen dos tipos de estructuras: las estructuras fijas y las estructuras móviles. Las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación definida que se calcula a la hora de diseñar el proyecto, suelen ser definidas por las instalaciones (en este caso

los techos), como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son utilizadas donde los paneles pueden orientarse en posición del sol mediante un dispositivo conocido como seguidor solar.

La estructura deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

Es por ello que los factores principales que se debe tener con las estructuras son:

- ❖ 20 años mínimo de vida útil
- ❖ Debe ser de metal como:
  - aluminio anodizado.
  - acero al carbón con recubrimiento anticorrosivo y pintura acrílica anticorrosiva o acero inoxidable.
- ❖ Evitar que existan medios que generen sombra.
- ❖ Evitar que existan aires acondicionados debajo de la estructura.

Los componentes comúnmente de una estructura son:

- ❖ Soporte frontal
- ❖ Soporte trasero
- ❖ Abrazadera modo remate
- ❖ Abrazadera modo intermedio
- ❖ Empalme de riel



**Figura 2.10:** *Estructura fija.*

## **2.7 Micro componentes**

Los micro componentes siguen siendo importantes ya que, aunque no cubran el mayor porcentaje de los costos finales estos tienen que ser de calidad para asegurar una buena instalación duradera, confiable y segura. Todos los micro componentes tienen un valor importante en el diseño y la instalación del sistema fotovoltaico, ya que, si se instalan unos macro componentes caros y de buena calidad, pero si se instalan unos micro componentes de mala calidad, no se servirá de nada porque habrá fallas dentro de la instalación que podrán llegar a quemar los macro componentes.

### **2.7.1 Cableado**

El cableado eléctrico es la parte más importante de un proyecto de instalación solar fotovoltaica. Los dos materiales conductores comunes utilizados en instalaciones solares residenciales y comerciales son cobre y aluminio.

**Cobre:** El cobre tiene una conductividad mayor que el aluminio, por lo tanto, se usa más que el aluminio con el mismo tamaño.



Aluminio: Puede ser debilitado durante la instalación, especialmente durante la flexión, pero es menos costoso que los alambres de cobre. No se utiliza (no permitido) para el hogar en interior de cableado; se utilizan calibres más grandes para las entradas de servicio subterráneo o aéreo y operaciones comerciales.

Existen diferentes tipos de cableado que llevan las instalaciones solares:

- ❖ Cableado en DC
- ❖ Cableado en AC
- ❖ Cableado de puesta a tierra

### **Cableado DC**

El cableado en DC se basa en dos opciones de la NOM-001-SEDE-2012, utilizando el artículo 690-8. Dimensionado y corriente de los circuitos.

La primera parte que viene en el artículo 690 - 8 – a – 1.

1) Corrientes del circuito de la fuente fotovoltaica, que dice: La corriente máxima debe ser la suma de la corriente de cortocircuito de los módulos en paralelo, multiplicando por el 125 por ciento.

$$I_{max} = I_{sc} * 1.25$$

La segunda parte del mismo artículo 690 – 8 – B – 1.

1) Dispositivos de sobre corriente, que dice: Donde son requeridos, los dispositivos de sobre corriente deben ser seleccionados como es requerido en (a) hasta (d) siguientes: a. Conducir no menos del 125 por ciento de la corriente máxima calculada en 690 – 8 (a).

$$I_{fusible} = I_{max} * 1.25$$

El color en el aislamiento del alambre eléctrico es un color codificado para designar su función y uso; para la reparación y solución de problemas, la comprensión de la codificación es esencial. La etiqueta de cableado difiere según alterna o corriente continua, como se muestra en la tabla 2.5.4.

El código de colores de los cableados se muestra a continuación:

**Tabla 2:** *Tabla del color del cableado.*

<b>TABLA DE COLORES DE CABLEADO</b>			
<b>Color del cable</b>	<b>Función</b>	<b>DC</b>	<b>AC</b>
<b>Negro</b>	Usado para alimentación en todos los circuitos.	Positivo	Fase
<b>Rojo</b>	Indica los cables vivos secundarios en un circuito de 220 V.	Positivo	Fase
<b>Blanco y gris</b>	Cable neutral	Negativo	Neutro
<b>Verde</b>	Indica la toma a tierra física en un circuito eléctrico	Tierra física	
<b>Amarillo y azul</b>	Usado para alimentación, pero no para cablear tomas de corriente donde se conectan dispositivos eléctricos comunes.		

El código de colores del cableado para los tableros se muestran a continuación:

**Tabla 2.2:** Código de colores en los tableros eléctricos.

<b>Código de colores en tableros</b>		
<b>Función</b>	<b>Designación</b>	<b>Color</b>
<b>Fase 1</b>	L1	Negro
<b>Fase 2</b>	L2	Rojo
<b>Fase 3</b>	L3	Azul
<b>Neutro</b>	N	Blanco
<b>Tierra física</b>	T	Verde

Usos permitidos del cableado establecidos en el artículo 310 – 10 de la NOM-001-sede-2012.

- a) **Lugares secos.** Los conductores y cables aislados usados en lugares secos, deben ser de cualquiera de los tipos identificados en esta NOM.
  
- b) **Lugares secos y húmedos.** Los conductores y cables aislados usados en lugares secos y húmedos deben ser de los tipos FEP, FEPB, MTW, PFA, RHH, RHW, RHW 2, SA, THHN, THW, THW LS, THW 2, THHW, THHW LS, THWN, THWN 2, TW, XHH, XHHW, XHHW 2, Z o ZW.
  
- c) **Lugares mojados.** Los conductores y cables aislados usados en lugares mojados deben de cumplir con una de las siguientes condiciones:
  - 1) Tener cubierta metálica impermeable a la humedad.
  - 2) Ser de los tipos MTW, RHW, RHW-2, TW, THW, THW LS, THW 2, THHW, THHW LS, THWN, THWN 2, XHHW, XHHW 2, ZW.
  - 3) Ser de un tipo aprobado para uso en lugares mojados.

d) **Lugares expuestos a la luz solar directa.** Los conductores o cables aislados donde estén expuestos directamente a los rayos solares deben cumplir con (1) o (2):

- 1) Los conductores y cables deben estar aprobados, o aprobados y marcados como resistentes a la luz solar.
- 2) Los conductores y cables deben estar recubiertos con material aislante, tal como una cinta o cubierta, que esté aprobada o aprobada y marcada como resistente a la luz.

Para el cálculo correcto del cableado, hay que utilizar algunos factores de corrección para que el cableado no se llegue a quemar por algún corto circuito o calentamiento, por haber hecho mal los cálculos.

Empezando por la selección de ampacidad para conductores con tensión de 0-2000 volts.

**Tabla 2.3: Ampacidades permisibles para tensiones de hasta 2,000 V.**

Tabla 310-15(b)(16) Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C\*

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
		COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.824	18 <sup>***</sup>	—	—	14	—	—	—
1.31	16 <sup>***</sup>	—	—	18	—	—	—
2.08	14 <sup>***</sup>	15	20	25	—	—	—
3.31	12 <sup>***</sup>	20	25	30	—	—	—
5.26	10 <sup>***</sup>	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
157	300	240	285	320	195	230	260

Luego se aplicarán los factores de corrección necesarios.

- ❖ Factores de corrección de temperatura ambiente, utilizando la tabla 310-15(b)(2)(a).

**Tabla 2.4:** Factores de corrección a una temperatura ambiente de 30°C.

**Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.**  
 Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:

Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1.29	1.20	1.15
11-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87
46-50	0.58	0.75	0.82
51-55	0.41	0.67	0.76
56-60	-	0.58	0.71
61-65	-	0.47	0.65
66-70	-	0.33	0.58
91-75	-	-	0.50
76-80	-	-	0.41
81-85	-	-	0.29

- ❖ Factores de ajuste. Se usa cuando el número de conductores portadores de corriente en una canalización o cable es mayor de tres.

**Tabla 2.5:** Factor de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente.

**Tabla 310-15(b)(3)(a). Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable**

Número de conductores <sup>1</sup>	Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

<sup>1</sup>Es el número total de conductores en la canalización o cable ajustado de acuerdo con 310-15(b)(5) y (6).

- ❖ Distancia del techo, (solo aplica con la NOM 2012).

**Tabla 2.6:** Ajuste a la temperatura ambiente para canalizaciones expuestas al sol.

**Tabla 310-15(b)(3)(c) Ajustes a la temperatura ambiente para canalizaciones circulares expuestas a la luz solar en o por encima de azoteas**

Distancia por encima del techo hasta la base del tubo conduit milímetros	Sumador de temperatura °C
De 0 hasta 13	33
Más de 13 hasta 90	22
Más de 90 hasta 300	17
Más de 300 hasta 900	14

- ❖ Protección contra sobre corriente. Cuando las capacidades nominales o el ajuste de los dispositivos de protección contra sobre corriente no correspondan con las capacidades nominales y con los valores de ajuste permitidos para esos conductores, se permite tomar los valores inmediatamente superiores, según lo establecido en 240 3(b) y 240 3(c).

### **Cableado en AC**

El cableado en AC, es el cableado que va después del inversor. Una parte importante a tener en cuenta es que en la NOM establece que toda carga que funcione más de 3 horas será considerada carga continua y su corriente nominal se multiplicara por 125%.

$$I_{max} = I_{nom} * 1.25$$

Para realizar un adecuado dimensionado del circuito y las corrientes necesarias se aplicará el artículo 705-60. En el cual dice:

- a) **Cálculo de la corriente máxima del circuito.** La corriente máxima para cada circuito específico se debe calcular de acuerdo con (a)(1) y (a)(2).
  - 1) **Corriente del circuito de alimentación del inversor.** La corriente máxima debe ser la corriente máxima de entrada del inverso.
  - 2) **Corriente del circuito de salida del inversor.** La corriente máxima debe ser la corriente que el inversor entrega en forma continua.

- b) **Ampacidad y corriente nominal del dispositivo de protección contra sobre corriente.** Las corrientes del sistema del inversor se deben considerar como continuas. Los conductores del circuito y los dispositivos de sobre corriente deberán dimensionarse para conducir no menos del 125 por ciento de las corrientes máximas calculadas según lo establecido en (a) anterior. Se permitirá que la capacidad o los ajustes de los dispositivos de sobre corriente estén de acuerdo con 240-4(b) y (c).

Para el cálculo de la corriente del inversor con un sistema monofásico se aplica lo siguiente:

$$\text{Potencia del inversor} / \text{Voltaje de tensión} = \text{Intensidad de la fase}$$

$$\text{Corriente del cableado} = \text{Intensidad de la fase} \times 1.25$$

Para el cálculo de la corriente del inversor con un sistema trifásico se aplica lo siguiente:

$$\text{Potencia del inversor} / \text{Voltaje de tensión} / 1.73 = \text{Intensidad de la fase}$$

$$\text{Corriente del cableado} = \text{Intensidad de la fase} \times 1.25$$

## 2.7.2 Conectores

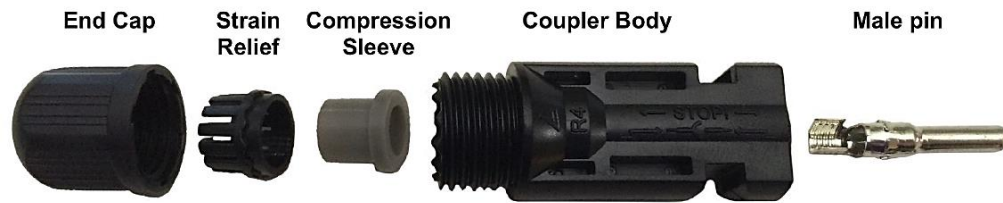
### Conectores MC4

Los conectores MC4 son utilizados como el estándar en la industria para las conexiones fotovoltaica. Presentan las siguientes características:

- ❖ Corriente Máxima 36 A
- ❖ Voltaje Máximo 1000 V
- ❖ IP68
- ❖ Resistencia Típica 0.25 mΩ
- ❖ Apto para cable 10-14 AWG



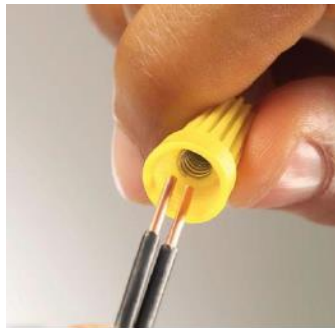
❖ T° Operación de -40°C A 90°C



**Figura 2.11:** Partes de un conector MC4.

### **Empalme con resorte**

Estos empalmes sirven para que el conector quede sin aislamiento y se entorcha en sentido horario.



**Figura 2.12:** Empalme con resorte.

### **Conector tubular aislado**

Se debe tener cuidado de que no quede expuesto ninguno de los conductores sin aislamiento y de haber sido instalados con la herramienta de compresión adecuada.



**Figura 2.13** Conector tubular aislado.

### **Empalme tubular no aislado**

Se debe tener cuidado de que no quede expuesto ninguno de los conductores sin aislamiento, de haber sido instalados con la herramienta de compresión adecuada y de ser aislados mediante funda termo contráctil.



**Figura 2.14:** *Empalme tubular no aislado.*

### **2.7.3 Tierra física**

El conductor de puesta a tierra debe estar interconectado al neutro el cual es el que lleva la corriente de falla sin obstáculos directamente a la fuente que es el generador. Aterrizando la carcasa permite llevar la corriente de falla, evitando que pase por alguna persona que haga contacto.

Los artículos de la NOM que hablan sobre la puesta a tierra son, 250 y 690.

En los sistemas solares es de extrema importancia tener un sistema de puesta a tierra, tanto de la parte de directa como de la parte de alterna. Este sistema permitirá el correcto funcionamiento del sistema, de las protecciones, así como evitará daños prematuros al inversor y cualquier otro equipo.

La puesta a tierra cuenta con puestas a tierra de sistemas eléctricos, con puestas a tierra de equipo eléctrico, con la unión del equipo eléctrico y la unión de materiales eléctricamente conductivos y otros equipos, y la trayectoria efectiva de la corriente de falla a tierra.

- 1) **Puesta a tierra de los sistemas eléctricos.** Los sistemas eléctricos que son puestos a tierra se deben conectar a tierra de manera que limiten la tensión impuesta por descargas atmosféricas, sobretensiones en la línea, o contacto no intencional con líneas de tensión mayor y que estabilicen la tensión a tierra durante la operación normal.
- 2) **Puesta a tierra del equipo eléctrico.** Los materiales conductores que normalmente no transportan corriente, que alojan a los conductores o equipo eléctrico, o que forman parte de dicho equipo, deben estar conectados a tierra con el fin de limitar la tensión a tierra en estos materiales.
- 3) **Unión en el equipo eléctrico.** Los materiales conductores que normalmente no transportan corriente, que alojan a los conductores o equipo eléctrico, o que forman parte de dicho equipo, se deben conectar entre sí y a la fuente de alimentación eléctrica de manera que establezcan una trayectoria efectiva para la corriente de falla a tierra.
- 4) **Unión de materiales eléctricamente conductivos y otros equipos.** Los materiales eléctricamente conductivos que normalmente no transportan corriente, que tienen probabilidad de energizarse, se deben conectar entre sí y a la fuente de alimentación eléctrica de manera que establezcan una trayectoria efectiva para la corriente de falla a tierra.
- 5) **Trayectoria efectiva de la corriente de falla a tierra.** Los equipos y el alambrado eléctrico y otros materiales eléctricamente conductivos que tienen la probabilidad de energizarse, se deben instalar de forma que establezcan un circuito de baja impedancia, que facilite la operación del dispositivo de protección contra sobre corriente o del detector de falla a tierra para sistemas puestos a tierra a través de una alta impedancia.

#### **2.7.4 Protecciones eléctricas**

Toda instalación de un SFV debe estar siempre protegido. Existen dos estados operativos, el primero se le conoce como estado de operación normal y este se presenta cuando todos los parámetros de la instalación (Voltaje, amperaje, frecuencia, temperatura de los conductores, etc.) están dentro de los parámetros necesarios. El otro estado es de operación anormal y es cuando uno o más parámetros de la instalación eléctrica exceden las condiciones previstas.

En el estado de operación anormal existen diferentes tipos de fallas como son: sobrecarga, fallas de aislamiento, cortocircuito. Cualquier instalación por normatividad debe de estar provista de protecciones, cuyo objetivo sea reducir al máximo los efectos producidos por las fallas mencionadas anteriormente, para esto las protecciones deben estar dimensionadas adecuadamente según las características del circuito.

El artículo 690 del código eléctrico nacional norteamericano (NEC), exige que todos los conductores portadores de corriente que parten de la fuente de potencia FV, están provistos de una desconexión. Cada parte del equipo del sistema FV deber tener desconectores para aislarlos de todas las fuentes de potencia y deben cumplir con todas las previsiones del artículo 690 – 17 del mismo código (SANDIS Y NEC, 1996).

El artículo 690 de la NOM-SEDE-2012, en su apartado C, se dedica específicamente a medios de desconexión, y el apartado E trata sobre la propuesta a tierra de sistemas FV autónomos e interconectados a la red. Artículos de la misma norma, tales como 210, 240 y 250, tratan de circuitos ramales, protección contra sobre corriente y la puesta a tierra respectivamente de manera más detallada.

Las protecciones eléctricas más utilizadas son:

- ❖ Fusibles
- ❖ Pastillas termomagnéticas
- ❖ Diodos

Algunos tipos de fallas en los generadores fotovoltaicos son las siguientes:

**Tabla 2.7:** *Tipos de fallas en sistemas fotovoltaicos.*

Tipo de falla	Causas	Consecuencias
Falla a tierra	Deterioro de aislamiento (i.e, rayos UV, humedad, calor, sobrevoltajes, envejecimiento, químicos), daño al instalar, mala instalación, cable	Posibles: descarga eléctrica, arcos, fuego, corriente inversa en módulos, sobre corrientes y pérdidas de potencia.
Corto circuito	suelto en la caja de conexiones, abrasión, roedores, etc.	Pérdida de potencia, posibles arcos y fuego, daños al sistema de CD.
Circuito abierto	Mala instalación, componente inadecuados, fatiga por ciclos térmicos o vibración.	Perdida de potencia, posibles arcos eléctricos y fuego.
Sobrevoltaje inducido	Descargas atmosféricas.	Posibles daños a componentes, particularmente a equipos electrónicos.
Sobre voltaje directo	Descargas atmosféricas directas.	Daños al generador y equipos electrónicos.
Sombreado	Celdas defectuosas, basura, aves, localización inapropiada.	Generación de puntos calientes y posibles destrucción del módulo.

### 2.7.5 Tubería

Existen diversos tipos de tubería permitidos.

- ❖ Pared gruesa
- ❖ Pared delgada
- ❖ Liquidtight

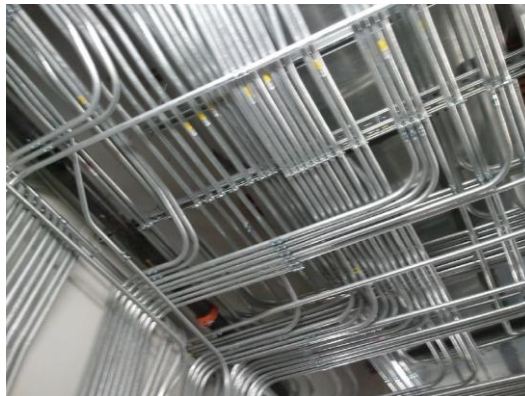
❖ PVC

La pared gruesa es utilizada más para industrias o fábricas en las cuales es necesario grandes cantidades de tubería.



**Figura 2.15:** *Ejemplo de la pared gruesa.*

La pared delgada es la mayor mente utilizada en los sistemas fotovoltaicos ya que cuenta con protecciones adecuadas para este tipo de aplicaciones.



**Figura 2.16:** *Ejemplo de la pared delgada.*

La tubería Liquidtight es utilizada cuando es necesario hacer dobleces más profundos y donde es imposible el paso de otras tuberías.



**Figura 2.17:** *Tubería Liquidtight.*

Todas las tuberías deben tener la protección a la corrosión y si en dado caso se tiene que utilizar en el exterior, la tubería debe estar protegido contra los rayos UV.

El artículo 300-9 de la NOM-001-SEDE-2012, nos marca que cuando las canalizaciones se instalan en lugares mojados por encima del nivel del suelo, se debe considerar que el interior de estas canalizaciones es un lugar mojado y se tendrá que escoger cableado para lugares húmedos.

### **2.7.6 Accesorios**

Los accesorios, son instrumentos o equipos que en ciertas instalaciones tienen que ser necesarios y en otras no. Existen una gran variedad, pero los más utilizados en las instalaciones fotovoltaicas son los siguientes:

- ❖ Cinchos o agarres
- ❖ Conectores WEEB
- ❖ Caja combinadora
- ❖ Ponchadora
- ❖ Desconectores de mc4
- ❖ Sistemas de monitoreo
- ❖ Monitores de energía

Los cinchos o agarres, son los que sostienen el cableado que salen de los módulos fotovoltaicos.

Los conectores WEEB, son unos conectores de acero inoxidable que pueden ser perforados e instalados debajo de entre 2 módulos para generar puesta a tierra, pero siempre y cuando estén certificados.

Las cajas combinadores sirven para sumar las corrientes de los cableados y sacar solamente dos cables o uno, dependiendo el caso.

La ponchadora se utiliza para cuando es necesario un corte en el cable MC4 y para que este no salga perjudicado por cortarlo con cualquier otra herramienta se utilizan estos equipos. De igual manera hay que saber utilizar el equipo porque si no saldrá más perjudicado.

Los desconectores de MC4, son utilizados cuando es necesario separar el macho y la hembra, y ya que tiene una protección especial para que no se puedan separar fácilmente estos, por ello se creó los desconectores.

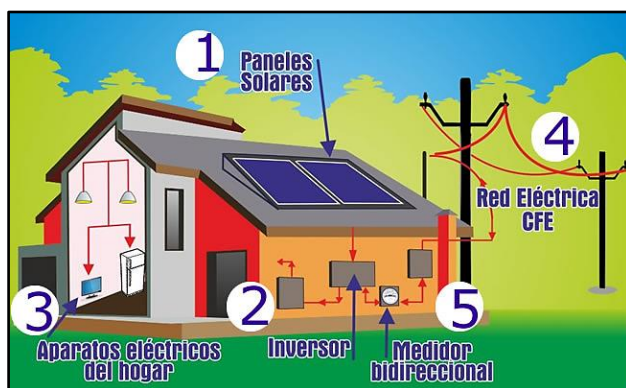
El sistema de monitoreo es un accesorio que se utilizan cuando se es necesario llevar el monitoreo exacto de lo que está ocurriendo dentro del sistema para poder realizar análisis o simplemente generar una base de datos con datos precisos que ocurren al momento.

Los monitores de energía se utilizan para tener un control de la energía que existe en la casa, y eso hace que el inversor nunca generé más energía de lo que consume la casa.



## 2.8 ¿Qué es la interconexión a red y sus beneficios con CFE?

En México, La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es la única empresa suministradora que puede comercializar energía eléctrica. Sin embargo, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) a través de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), permite la participación de particulares en la generación de electricidad mediante energía renovable en diversas modalidades. Cuando estas energías renovables interactúan con la red convencional, intercambiando y entregando energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se habla de Interconexión a la red.



**Figura 2.18:** Sistema de interconexión a la red eléctrica de CFE.

Uno de los beneficios de interconectarse a la red es la oportunidad para reducir costos de operación en los agros negocios y zonas urbanas por consumo de energía eléctrica.

Considerando el enorme beneficio de implementar las energías renovables interconectadas a la red que existen en el sector agropecuario, se hace necesario conocer los esquemas mediante los cuales estas unidades pueden interconectarse a la red.

**Tabla 2.8:** *Beneficios de la interconexión a red.*

<b>Beneficios de la interconexión a red</b>
<b>Productivos</b>
1.- Generación de energía eléctrica 2.- Reducción de costos de operación 3.- Compensación de la energía eléctrica
<b>Económicos</b>
1.- Ahorro por desplazamiento de energía eléctrica de la red por la generada por una fuente de energía renovable.
<b>Socioambientales</b>
1.- Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2.- Disminución en el uso de combustibles fósiles

### **2.8.1 Reglas generales de interconexión al SEN**

La CRE junto con la CFE han establecido reglas generales de interconexión al sistema eléctrico nacional las cuales tienen su fundamento en el artículo 7º, fracción VI de la ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transmisión de energía (LAERFTE) y el artículo 31, fracción IV de su reglamento. Además de que su propósito es establecer y comunicar los requerimientos técnicos, administrativos y legales para la interconexión al sistema de las instalaciones de los generadores o permisionarios con fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente, mediante los cuales el suministrador mantiene el sistema operando con seguridad, confiabilidad y competencia.

### **2.8.2 Modalidad para la interconexión**

Actualmente, a partir de las modificaciones hechas a esta ley (LSPEE) se permite la intervención de particulares en cuanto a generación, conducción, transformación y abastecimiento considerando fuera del servicio público.

Las modalidades para la generación y/o abastecimiento de energía eléctrica son las siguientes:

- ❖ Autoabastecimiento: ocurre cuando la generación de energía eléctrica tiene como propósito satisfacer las necesidades propias de la unidad productiva a través de la implementación de un proyecto de energías renovables.
- ❖ Cogeneración.
- ❖ Producción independiente.
- ❖ Exportación e importación de energía eléctrica.

### **2.8.3 Instrumentos regulatorias para la interconexión**

Las regulaciones de la energía eléctrica en nuestro país corresponden a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) el cual es el organismo responsable de que se aplique el marco regulatorio, entre los particulares y la CFE, tales como los contratos y permisos de generación.

En el año 2017 se aplicaron nuevas reglas que permiten el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la red eléctrica, la simplificación de trámites, la facilidad de generar y vender energía eléctrica a pequeña escala según el esquema preferido, y la incorporación de energías limpias en el sistema eléctrico mexicano.

Además, con la nueva regulación aprobada por la CRE, cualquier persona podrá generar energía eléctrica para su autoconsumo y vender sus excedentes, lo que permitirá impulsar el desarrollo de la industria de generación de energía eléctrica en pequeña escala, que actualmente representa menos del 0.3% de la capacidad total de generación en el país.

En el campo de las energías renovables, la CRE cuenta con reglas y regulaciones específicas con la finalidad de fomentar la interconexión y el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica dentro del marco legal.

- ❖ Reglas Generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- ❖ Modelos de contratos de Interconexión.
- ❖ Permisos de generación de Energía Eléctrica.
- ❖ Convenios de transmisión.
- ❖ Metodología para realizar porteo

#### **2.8.4 Contrato de conexión a la red**

Los requisitos para realizar un contrato de conexión a la red en pequeña escala con CFE son:

- ❖ Que se tenga un contrato de suministro normal en tensión baja.
- ❖ Que las instalaciones cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas y con las especificaciones de CFE.
- ❖ Que la potencia de la fuente no sea mayor de 10 kW si la instalación es en domicilio o de 30 kW si la instalación es en negocio.

Para este caso de estudio, se usaría un contrato de conexión a la red en media escala, el cual cuenta con los siguientes requisitos:

- ❖ Que se tenga un contrato de suministro normal en media tensión.
- ❖ Que las instalaciones cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas y con las especificaciones de CFE.
- ❖ Que la potencia de la fuente no sea mayor de 500 kW.

La duración del contrato es indefinida y puede terminarse cuando se desee, avisando a CFE 30 días antes.

## 2.9 Costo de un sistema fotovoltaico

Existen dos conceptos de costo que se debe tomar en cuenta al considerar la adquisición de un sistema fotovoltaico: el costo de inversión y el costo de energía.

El costo de inversión de un sistema fotovoltaico depende de diversos factores, como son:

- ❖ La capacidad del sistema.
- ❖ La preparación y ejecución del proyecto, lo que incluye diseño, instalación, conexión y puesta en marcha del sistema.
- ❖ Las características tecnológicas y económicas de los componentes, principalmente de los módulos y el inversor.
- ❖ Si el sistema se instala en el techo o a nivel de piso, o bien, si será un elemento integral de techos y fachadas.

El costo de energía se refiere al costo por cada kW-h de electricidad producida por el sistema fotovoltaico. En el ámbito técnico se denomina costo nivelado de energía y se puede comparar directamente contra el precio de electricidad de la red. En su determinación intervienen los siguientes factores:

- ❖ El monto de la inversión.
- ❖ La localidad donde se instalará el sistema.
- ❖ La afectación por sombras.
- ❖ La vida útil del sistema.

Los sistemas fotovoltaicos requieren una importante inversión de capital inicial, pero dependen de las condiciones locales como, la normatividad, radiación solar, espacio disponible, impacto ambiental y su vida útil entre 20 y 25 años. En algunos casos, la inversión inicial se amortiza sólo por el hecho de que el costo para electrificar la zona es superior al de la instalación de un sistema fotovoltaico.

En muchas ocasiones el sistema fotovoltaico presenta un costo por kW-h producido notablemente superior al costo del kW-h comprado de la red eléctrica. Por ello, la rentabilidad de la instalación depende mucho de los incentivos por parte de las administraciones públicas.

## 2.10 Tarifas eléctricas

Galván (2007) afirma. Existen 51 tipos de tarifas eléctricas, las cuales se pueden clasificar en dos principalmente:

- ❖ Las tarifas específicas: Estas son determinadas en primer lugar por el uso final de la energía.
- ❖ Las tarifas generales: Estas son determinadas en primer lugar por el nivel de tensión en el que los usuarios reciben servicio, así como de su nivel de consumo.

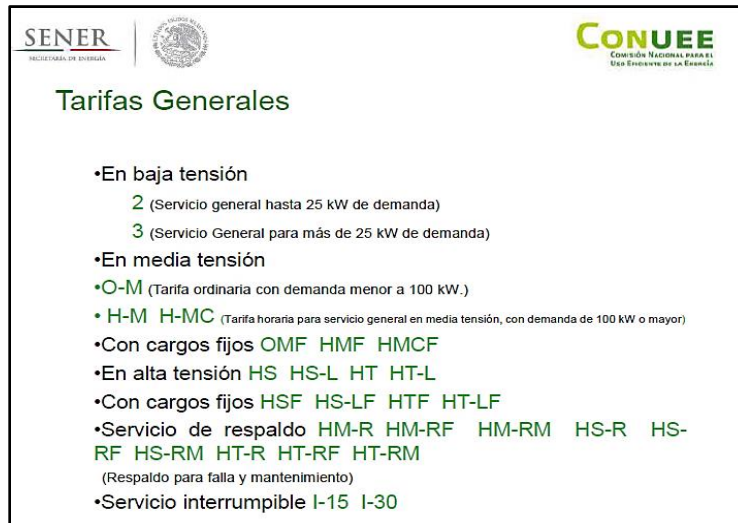


El diagrama muestra la estructura de las tarifas eléctricas específicas. En la parte superior izquierda se encuentran los logos de SENER (Secretaría de Energía) y el Escudo Nacional de México. En la parte superior derecha se encuentra el logo de CONUEE (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía). El título principal es "Tarifas Específicas". A continuación, se listan las categorías de tarifas con sus respectivos códigos y descripciones:

- Servicios públicos 5 5-A 6  
(alumbrado público, bombeo de agua potable o negras)
- Agrícolas 9 9M 9-CU 9-N  
(bombeo de agua para riego)
- Temporal 7
- Acuícola EA  
(energía eléctrica consumida en instalaciones acuícolas)
  
- Domésticas 1 1A 1B 1C 1D 1E 1F
- Domesticas de alto Consumo DAC

Figura 2.19: Tarifas específicas de electricidad

Por otra parte, están las tarifas generales las cuales se dedican a trabajar los tres tipos de tensiones que existen como se muestra en la siguiente imagen:



**Figura 2.20:** Tarifas generales de electricidad.

### 2.10.1 Regiones tarifarias

En México la electricidad está dividida por regiones, las cuales ya están establecidas para el buen funcionamiento y la determinación de los costes de electricidad.



**Figura 2.21:** Regiones tarifarias de México.

## **2.10.2 Tarifa HM**

La tarifa HM se aplica en media tensión, la única diferencia es que esta debe ser mayor de 100 kilowatts o más. Como la tarifa OM, la tarifa HM cambia de acuerdo con la región tarifaria. Su nombre HM viene de las iniciales “H” por Horaria y “M” por “Media tensión”. Se divide en un cargo por demanda facturable (\$/kW) y un cargo por energía consumida (\$/kWh) en los 3 periodos de horarios definidos: base, intermedio y punta.

### **1. cuotas aplicables**

Las cuotas de esta tarifa se obtienen en los términos del numeral 7 de las Disposiciones Complementarias a las Tarifas para Suministro y Venta de Energía Eléctrica.

### **2. mínimo mensual**

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la demanda contratada.

### **3. Demanda contratada**

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada ni menor de 100 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%

### **4. Horario**

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso



obligatorio, considerados en el artículo 74 de la ley federal del trabajo. A excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por el acuerdo presidencial.

### 5. Periodos de punta, intermedio y base.

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe a continuación.

Región baja california

**Del 1° de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre.**

Día de la semana	base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes		00:00 – 14:00 18:00 – 24:00	14:00 – 18:00
Sábado		0:00 – 24:00	
Domingo y festivo		0:00 – 24:00	

**Del último domingo de octubre al 30 de abril**

Día de la semana	base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 – 17:00 22:00 – 24:00	17:00 – 22:00	
Sábado	00:00 – 18:00 21:00 – 24:00	18:00 – 21:00	
Domingo y festivo	0:00 – 24:00		

Región baja california Sur

**Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre**

Día de la semana	base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes		0:00 – 12:00 22:00 – 24:00	12:00 – 22:00
Sábado		00:00 – 19:00 22:00 – 24:00	19:00 – 22:00
Domingo y festivo		0:00 – 24:00	

**Del último domingo de octubre al sábado anterior al primero domingo de abril**

<b>Día de la semana</b>	<b>Base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>
<b>Lunes a viernes</b>	0:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00	
<b>Sábado</b>	00:00 – 18:00 21:00 – 24:00	18:00 – 21:00	
<b>Domingo y festivo</b>	00:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00	

Regiones centrales, noreste, noroeste, peninsular y sur

**Del primer o domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre**

<b>Día de la semana</b>	<b>base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>
<b>Lunes a viernes</b>	00:00 – 6:00	6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
<b>Sábado</b>	00:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
<b>Domingo y festivo</b>	00:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

**Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.**

<b>Día de la semana</b>	<b>base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>
<b>Lunes a viernes</b>	00:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
<b>Sábado</b>	00:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
<b>Domingo y festivo</b>	00:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

## **6. Demanda facturable**

La demanda facturable se define como se establece a continuación:

$$DF = DP + FRI \times (DI - DP, 0) + FRB \times \max (DB - DPI, 0)$$

Donde:

DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta

DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB es la demanda máxima medida en el periodo de base

DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la regio tarifaria:

<b>Región</b>	<b>FRI</b>	<b>FRB</b>
<b>Baja California</b>	0.141	0.070
<b>Baja California Sur</b>	0.195	0.097
<b>Central</b>	0.300	0.150
<b>Noreste</b>	0.300	0.150
<b>Noroeste</b>	0.300	0.150
<b>Norte</b>	0.300	0.150
<b>Peninsular</b>	0.300	0.150
<b>Sur</b>	0.300	0.150

En las fórmulas que definen las demandas facturables, el símbolo “máx.” significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, esta tomará el valor cero.

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente.

Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se tomará como kilowatt completo. Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de DP, DI y DB inferiores a 100 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa OM.

### **7. Energía de punta, intermedia y de base**

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta.

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio.

Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base.

### **8. Depósito de garantía**

Será de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

#### **2.10.3 Tarifa GDMTH**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda mayor a 100 kilowatts.

#### **1. Cuotas aplicables**

Los cargos de las tarifas finales del suministro básico descritos en este apartado, corresponde a la integración de los cargos por transmisión, distribución, operación del CENACE, operación del suministrador básico, servicios conexos no MEM, energía y capacidad.

#### **2. Mínimo mensual**

El importe que resulta de aplicar el cargo por la operación del suministrador de servicios básicos correspondientes a esta categoría tarifaria.

### 3. Demanda contratada

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

### 4. Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la ley federal del trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por acuerdo presidencial.

### 5. Periodos de punta, intermedio y base.

Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describen en el apartado 3.3.4 del anexo único del acuerdo A/064/2018.

Región baja california

Del 1° de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

<b>Día de la semana</b>	<b>Base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>
<b>Lunes a viernes</b>		0:00 - 14:00 18:00 – 24:00	14:00 – 18:00
<b>Sábado</b>		0:00 – 24:00	
<b>Domingo y festivo</b>		0:00 – 24:00	

Del último domingo de octubre al 30 de abril

<b>Día de la semana</b>	<b>Base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>
<b>Lunes a viernes</b>	0:00 - 17:00 22:00 – 24:00	17:00 – 22:00	14:00 – 18:00
<b>Sábado</b>	0:00 - 18:00 21:00 – 24:00	18:00 – 21:00	
<b>Domingo y festivo</b>	0:00 – 24:00		

**Región baja california**

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

<b>Día de la semana</b>	<b>Base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>
<b>Lunes a viernes</b>		0:00 - 12:00 22:00 – 24:00	12:00 – 22:00
<b>Sábado</b>		0:00 - 19:00 22:00 – 24:00	19:00 – 22:00
<b>Domingo y festivo</b>		0:00 – 24:00	

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primero domingo de abril

<b>Día de la semana</b>	<b>Base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>
<b>Lunes a viernes</b>	0:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00	
<b>Sábado</b>	0:00 – 18:00 21:00 – 24:00	18:00 – 21:00	
<b>Domingo y festivo</b>	0:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00	

## Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

## Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
Domingo y festivo	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

## 6. Demanda máxima- criterios para el cobro por capacidad y distribución

### 6.1.- Cargo por capacidad:

La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos por capacidad expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definan a continuación:

$$\min \left\{ D_{\max_{punta}}, \left[ \frac{Q_{\text{mensual}}}{24 * d * F.C.} \right] \right\}$$

Donde  $D_{\max_{punta}}$  es la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta media en kilowatts,  $Q_{\text{mensual}}$  es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, de días del periodo de facturación y el F.C. es el factor de carga correspondiente del apartado 3.3.1 del anexo único del acuerdo A/064/2018.

Para el caso de que no haya periodo de punta y los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, se utilizará la siguiente fórmula.

$$Demanda = \left[ \frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.} \right]$$

Donde  $Q_{mensual}$  es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, de días del periodo de facturación y el F.C. es el factor de carga correspondiente del apartado 3.3.1 del anexo único del acuerdo A/064/2018.

Para los centros de carga recibirán energía por un contrato de interconexión legado, la  $Q_{mensual}$  será el consumo mensual suministrado en el mes de facturación por CFE suministrador de servicios básicos.

## 6.2.- Cargo por distribución:

La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos de distribución expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definen a continuación:

$$\min \left\{ D_{max_{mensual}}, \left[ \frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.} \right] \right\}$$

Donde  $D_{max_{mensual}}$  es la demanda máxima registrada en el mes al que corresponde la facturación,  $Q_{mensual}$  es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, d días del periodo de facturación y el F.C. es el factor de carga correspondiente del apartado 3.3.1 del anexo único del acuerdo A/064/2018.

Para los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, se utilizará la siguiente fórmula:

$$Demanda = \left[ \frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.} \right]$$



Donde  $Q_{\text{mensual}}$  es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, de días del periodo de facturación y el F.C. es el factor de carga correspondiente del aparatado 3.3.1 del anexo único del acuerdo A/064/2018.

Para los centros de carga recibirán energía por un contrato de interconexión legado, la  $Q_{\text{mensual}}$  será el consumo mensual suministrado en el mes de facturación por CFE suministrador de servicios básicos.

### **6.3.- Demanda máxima medida:**

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente, cualquier fracción de kilowatt de demanda medida se tomará como kilowatt completo.

Cuando un usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de demanda inferiores a 100 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa GDMTO

### **6.4.- Energía de punta, intermedia y de base.**

Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta.

Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio,

Energía base es la energía consumida durante el periodo base.

### **6.5.- Depósito de garantía.**

Será de 2 veces el importe que resulte de aplicar al cargo por capacidad a cada kilowatt de demanda contratada.

Toda la información sobre las tarifas de la red eléctrica en México está disponible en la página web de la CFE, y pueden ser consultadas para el público general.

## **2.11 Conclusión**

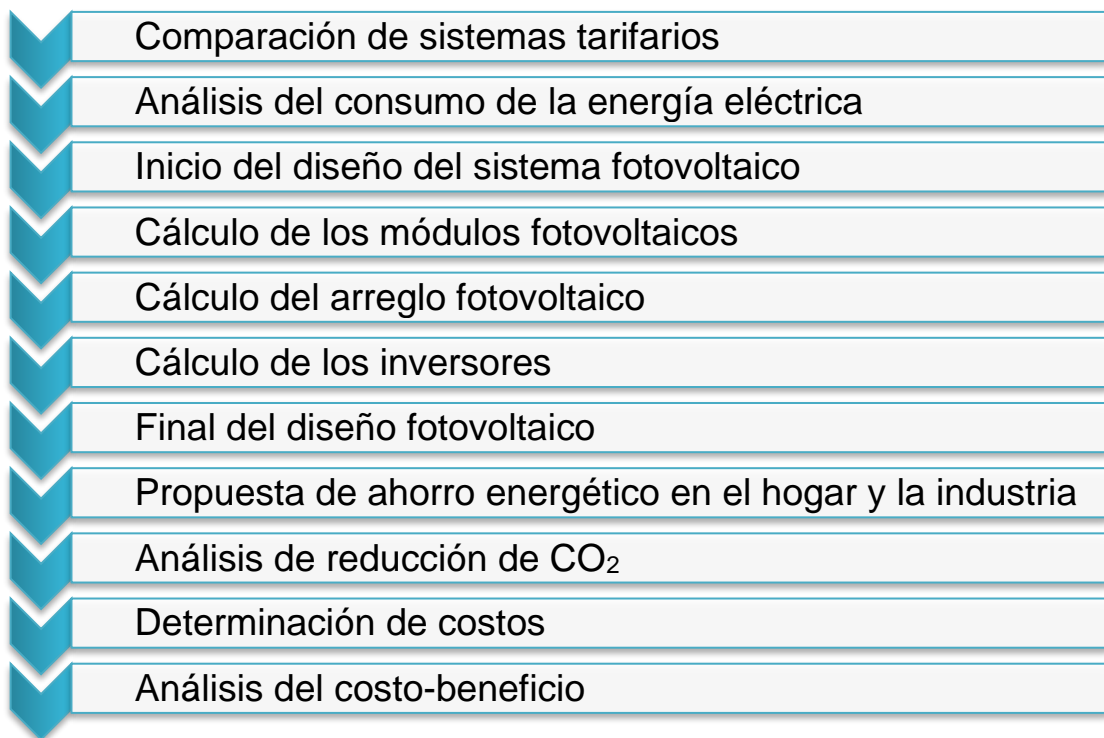
Este capítulo abarca sobre toda la información necesaria para poder realizar el proyecto. Toda esta información servirá de base para poder sustentar el proyecto y llevar un orden correcto de cómo realizar todas las etapas, teniendo en este capítulo desde los antecedentes que han surgido en los sistemas fotovoltaicos interconectados a red a nivel nacional e internacional, así mismo uno de los temas más importantes tiene que ver con la información que nos proporciona la comisión federal de electricidad a cerca de las tarifas eléctricas que serán la tarifa HM y la GDMTH, como lo son sus costos, como se mide y como se cobra. También toca el tema de todas las partes importantes para realizar un buen dimensionado fotovoltaico, entre otras cosas que serán importantes para poder realizar la metodología.

## Capítulo III Metodología

### 3.1 Introducción

La estructura en como estuvo planteado fue empezar por la comparación del sistema tarifario que existió y existe hoy en día con el cuál se realizan los cobros de electricidad a los consumidores. Después se realizará el análisis del consumo del recibo con el que se trabajó durante este proyecto y esto nos lleva a realizar los cálculos y mediciones necesarias para desarrollar el sistema fotovoltaico interconectado a la red.

Así mismo los costos que esto implique, también la cantidad de CO<sub>2</sub> que se dejará de emitir, el diseño, la propuesta de ahorro energético para el uso correcto de la energía y así reducir los gastos en lo económico.



**Figura 3:** Diagrama que muestra la organización de la metodología.

### **3.2 Análisis de los factores más relevantes que afectan a los costos y uso eficiente de la energía.**

Los factores técnicos y los factores culturales quedan como:

En los factores técnicos:

- ❖ Revisar los equipos.
- ❖ Realizar limpieza total de los equipos.
- ❖ Verificar que el factor de potencia se encuentre en norma.
- ❖ Cambiar los equipos antiguos por equipos más eficientes.
- ❖ Revisar que todos los elementos arquitectónicos estén en buen estado.
- ❖ Desconectar equipos que puedan estar en riesgo de energización.

En los factores culturales:

- ❖ Mejorar los hábitos del uso de la energía eléctrica.
- ❖ Modificar las costumbres que la gente tiene el usar la electricidad.
- ❖ Apagar los equipos que no están siendo usados.
- ❖ Instalar sensores de presencia.
- ❖ Instalar iluminación por fotoceldas para volverlo automático.

### **3.3 Comparación entre el sistema tarifario HM y GDMTH**

Todo comenzó desde el año 2013 con la aplicación de la reforma energética en la cual incluída muchos cambios para la electricidad. Así mismo se creó la aparición del mercado eléctrico mayorista y las subastas de electricidad de largo plazo para así poder incluir nuevos competidores en la generación de la electricidad como sería las fuentes de energías renovables.

A partir de finales del año 2017, las tarifas eléctricas sufrieron unos de los mayores cambios, ya que la comisión reguladora de energía realizó cambios en la metodología para el cálculo de las tarifas eléctricas, con lo cual impactó primeramente en las industrias y las empresas, El Heraldó, (2019), Párr.8. menciona en mesas de trabajo entre la CRE, Hacienda y las empresas, se hizo una corrección temporal que debería ser revisada en 2019, con lo cual hubo una reducción de cerca de 17 por ciento, afirmó José Manuel López, presidente de la Concanaco Servytur.

El Heraldó, (2019), Párr. 10. Menciona en lo que va de este año las tarifas se han mantenido, aunque están muy caras todavía. Este valor actual se deriva desde finales de 2017 de una nueva metodología que llevó a que las tarifas primero bajaran a puntos mínimos a inicios de 2018; luego vino una corrección y llegamos a las que han sido las tarifas más altas de los últimos 20 años. Antes de terminar el gobierno anterior hubo una disminución que es la que nos dejó en los niveles actuales, dijo Edmundo Rodarte, presidente de la Comisión Nacional de Energía de la Coparmex.

Las nuevas categorías de tarifas eléctricas quedaron de la siguiente manera:

**Tabla 3:** Esquema tarifario vigente.

TARIFA NUEVA	TARIFA EQUIVALENTE	DESCRIPCIÓN	
<b>DB1</b>	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F	Doméstico con consumo ≤ 150 kWh-mes	<b>Baja tensión</b>
<b>DB2</b>	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC	Doméstico con consumo > 150 kWh-mes	
<b>PDBT</b>	2, 6	Pequeña demanda hasta 25 kW	
<b>GDBT</b>	3, 6	Gran demanda mayor a 25 kW	
<b>RABT</b>	9, 9CU, 9N	Riego agrícola	
<b>APBT</b>	5, 5A	Alumbrado público	<b>Media</b>
<b>APMT</b>	5, 5A	Alumbrado público	

<b>RAMT</b>	9M, 9CU, 9N	Riego agrícola	<b>tensión</b>
<b>GDMTH</b>	HM, HMC	Gran demanda horaria	
<b>GDMTO</b>	OM	Gran demanda ordinaria	
<b>DIST</b>	HS, HSL	Demanda industrial en subtransmisión	<b>Alta tensión</b>
<b>DIT</b>	HT, HTL	Demanda industrial en transmisión	


### 3.4 Análisis de la facturación del consumo de la tarifa HM.

Para poder realizar el análisis del consumo energético se obtuvo el recibo mensual del periodo del 31 JUNIO DEL 2015 AL 31 JULIO 2015, el cual nos dará información necesaria para poder realizarlo en conjunto con su histórico correspondiente.

La información principal que será necesaria rescatar del recibo es lo siguiente:

- ❖ Nombre
- ❖ Región
- ❖ Demanda contratada
- ❖ Tarifa
- ❖ Potencia
- ❖ Energía
- ❖ Datos históricos

**AVISO RECIBO**



**Comisión Federal de Electricidad**  
DIRECCIÓN DE OPERACIÓN

Av. Paseo de la Reforma Num. 164  
Col. Juárez, México, D.F. 06600  
RFC: CFE370814-QI-0

**Número de Servicio:**  
**957 040 800 142**

**Total a pagar:**  
**\$150,353.00**  
(CIENTO CINCUENTA MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y TRES PESOS 00/100 M.N.)

**Fecha límite de pago:**  
**12 AGO 15**

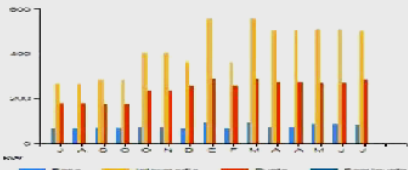
**Nombre y Domicilio:**  
UNIVERSIDAD TEC DE ALTAMIRA  
BLVD DE LOS RIOS KM 3 100  
GASOLINERA 4 AVNOS Y GASOLINERA MULTIMODAL  
PUERTO INDUSTRIAL ALT  
ALTAMIRA, TAMPS

Rata	Periodo	No. Medidor
81DU01D018410210	30 JUN 15 A 31 JUL 15	9X9W97

Tarifa	Carga conectada kW	Demanda contratada kW	Multiplicador
HM	745	745	2800

Función y periodo	Lectura actual	Lectura anterior	Diferencia	Totales
				9,400
KWh intermedia				70,280
KWh punta				4,480
KW base				82
KW intermedia				502
KW punta				286
KVAh				35,840
Factor de potencia %				92.07

**Datos Históricos**



Mes	Demanda máxima kW	Consumo total kWh	FP %	FC %	Precio medio
JUL 14	321	121,800	91.41	30	1,7342
AGO 14	321	121,800	91.41	30	1,7342
SEP 14	413	131,880	91.60	31	1,7679
OCT 14	382	108,080	91.34	29	1,6554
NOV 14	342	25,760	91.34	36	1,7194
DIC 14	321	63,560	84.61	21	2,1923
ENE 15	246	58,520	82.63	24	2,0482
FEB 15	209	50,400	81.02	25	1,8734
MAR 15	212	53,480	83.27	28	1,8750
ABR 15	286	72,800	85.75	24	1,7588
MAY 15	290	6,720	76.62	19	2,1611
JUN 15	370	63,160	89.88	24	1,6506
JUL 15	346	103,280	92.02	26	1,1186
AUG 15	344	131,860	93.41	36	1,2749
SEPT 15	351	84,560	92.07	23	1,5328

Conceptos	Totales	Precios unitarios
Energía en base kWh	5,600	0.04870
Energía en intermedia kWh	70,280	0.79180
Energía en punta kWh	4,480	1.67580
Demanda facturable kW	351	173.48000

**Avisos Importantes**

- Corte a partir de 13 AGO 15.
- Nos transformamos para servirte mejor.
- Servicio a Clientes Teléfono 071.

**Datos Fiscales del Receptor**  
L.T.020079642  
BLVD DE LOS RIOS \*KM3 100 PTO 1

Serie: UA Folio: 000010117779  
Folio Fiscal: 28170400-E008-40E4-90F7-b5f64530814E  
N. Certificado de SAT: 0000100000000194998  
N. certificado del CSD: 0000100000000170059  
Fecha y Hora de certificación: 2015-06-02T01:05:55  
Unidad de medida: No Aplica  
Forma de pago: No Identificado

Regimen Fiscal: TITULO I DEL REGIMEN DE LAS PERSONAS FÍSICAS CON RÉSICO LUCRATIVOS

**Estado de cuenta**

Conceptos	\$ Importe
Energía	69,512.64
Demanda Facturable	60,884.46
Ronificación Factor de Potencia	782.38
Subtotal	129,079.48
IVA 16%	20,738.24
Facturación del Periodo	150,352.89
Adeudo Anterior	195,036.25
Su Pago	195,036.00
<b>Total</b>	<b>\$150,353.31</b>

**Cadena original**


Este documento es una representación impresa de un CFDI

Pago en una sola exhibición

**Sello Digital del SAT**

01957040800142 150812 000150353 9

957040800142



81DU01D018410210

**Total a pagar:**  
**\$150,353.00**  
(CIENTO CINCUENTA MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y TRES PESOS 00/100 M.N.)

**Cuenta:**

**Clave de envío:**

TALÓN DE CAJA

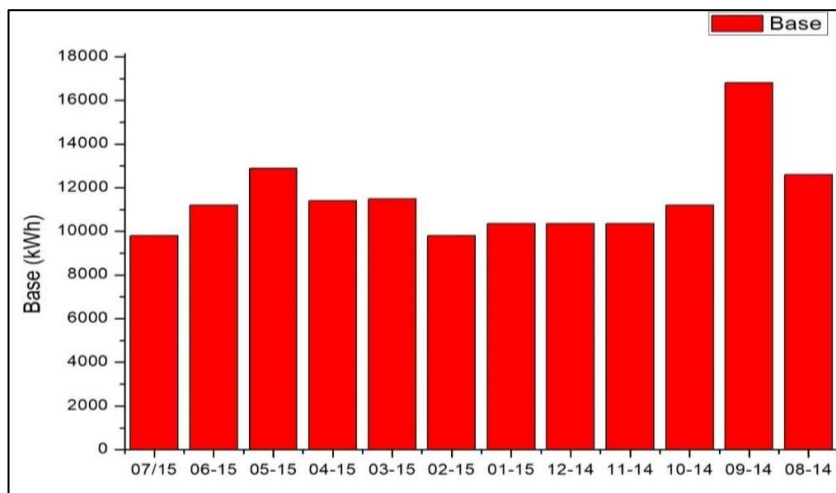
Figura 3.1: Recibo de CFE de la UT de Altamira, Tamaulipas.

Se realizó la tabla donde se juntó todo registró de cómo era el consumo anual de la energía eléctrica en los tres periodos base, intermedia y punta para luego poder realizar el histórico.

**Tabla 3.1: Análisis histórico del consumo anual de energía.**

Año	Mes	Demanda Máxima	Base	Intermedia	Punta	Consumo total	Costo Energía
2015	Julio	351.0 kW	9,800.0 kWh	70,280.0 kWh	4,480.0 kWh	84,560.0 kWh	\$150,353.00
2015	Junio	344.0 kW	11,200.0 kWh	113,680.0 kWh	7,000.0 kWh	131,880.0 kWh	\$195,036.00
2015	Mayo	346.0 kW	12,880.0 kWh	86,800.0 kWh	5,600.0 kWh	105,280.0 kWh	\$173,243.00
2015	Abril	370.0 kW	11,400.0 kWh	75,520.0 kWh	5,880.0 kWh	92,800.0 kWh	\$166,417.00
2015	Marzo	288.0 kW	11,480.0 kWh	49,840.0 kWh	11,480.0 kWh	72,800.0 kWh	\$148,531.00
2015	Febrero	212.0 kW	9,800.0 kWh	34,720.0 kWh	8,960.0 kWh	53,480.0 kWh	\$116,319.00
2015	Enero	209.0 kW	10,360.0 kWh	31,640.0 kWh	8,400.0 kWh	50,400.0 kWh	\$115,375.00
2014	Diciembre	245.0 kW	10,360.0 kWh	38,920.0 kWh	9,240.0 kWh	58,520.0 kWh	\$139,038.00
2014	Noviembre	321.0 kW	10,360.0 kWh	42,840.0 kWh	10,360.0 kWh	63,560.0 kWh	\$161,634.00
2014	Octubre	342.0 kW	11,200.0 kWh	112,840.0 kWh	9,800.0 kWh	133,840.0 kWh	\$262,680.00
2014	Septiembre	413.0 kW	16,800.0 kWh	108,360.0 kWh	6,720.0 kWh	131,880.0 kWh	\$270,449.00
2014	Agosto	331.0 kW	12,600.0 kWh	103,320.0 kWh	5,880.0 kWh	121,800.0 kWh	\$245,026.00
<b>PROMEDIO DEMANDA</b>			<b>PROMEDIO CONSUMO ANUAL</b>			<b>IMPORTE ANUAL</b>	
314.3 kW			11,520.0 kWh	72,396.7 kWh	7,816.7 kWh	1,100,800.0 kWh	\$2,144,101.00
			<b>CONSUMO TOTAL</b>				
			138,240.0 kWh	868,760.0 kWh	93,800.0 kWh		

En las siguientes graficas hechas en el programa Origins se muestran los consumos en kWh que se tuvieron en cada periodo durante el año que se registró.



**Figura 3.2: Consumo de energía en periodo base.**



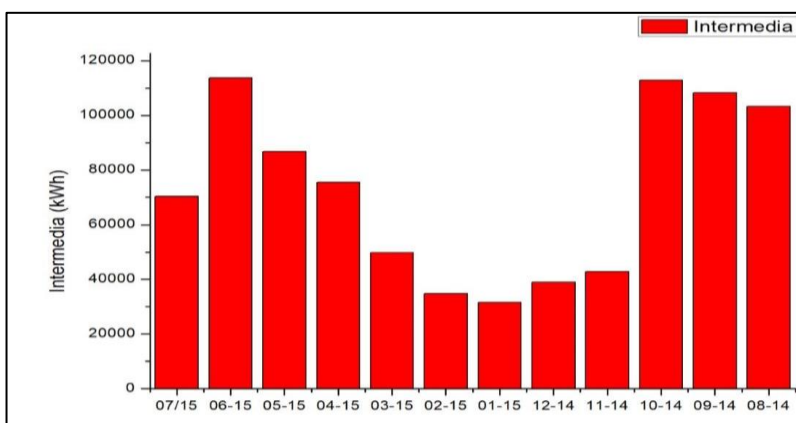


Figura 3.3: Consumo de energía en periodo intermedia.

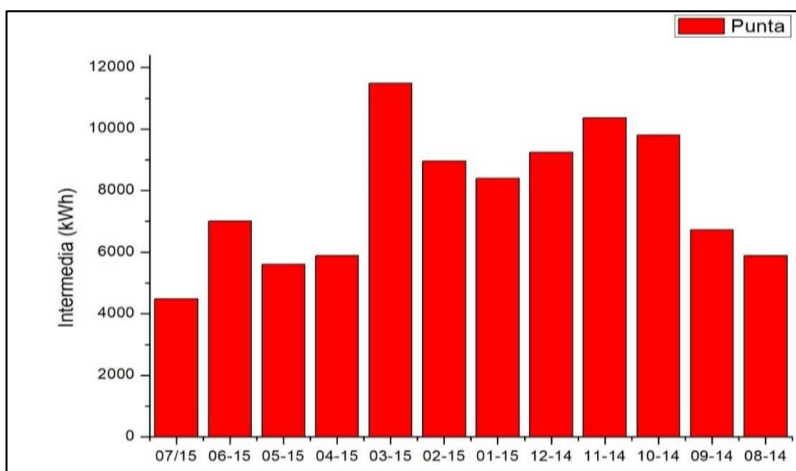


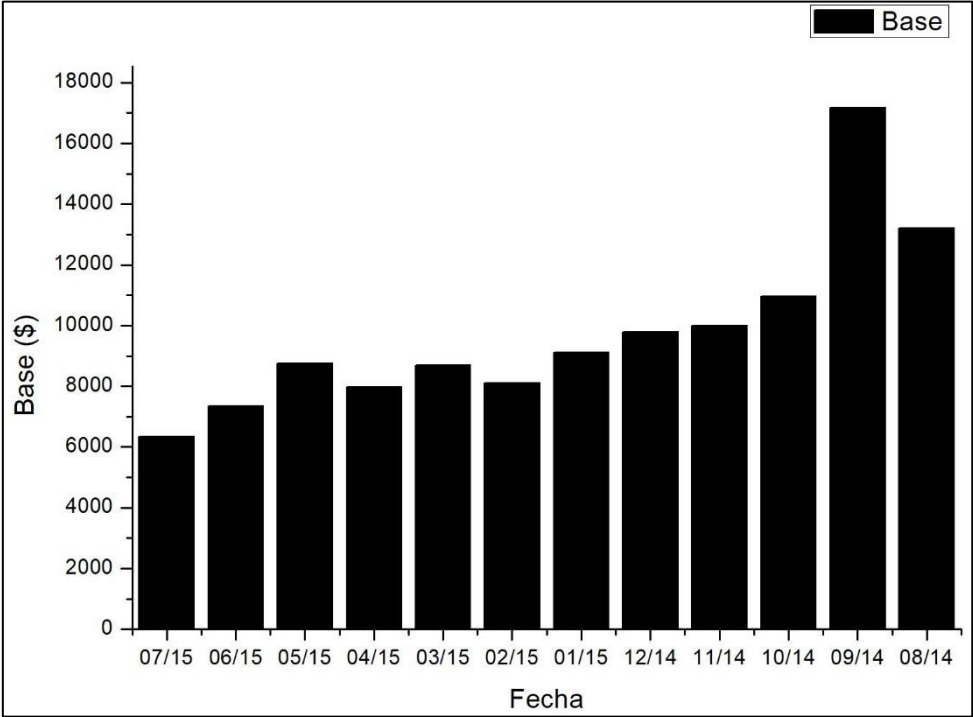
Figura 3.4: Consumo de energía en periodo punta.

Año	Mes	Base	Intermedia	Punta
2015	julio	\$6,357.26	\$55,647.70	\$7,507.58
2015	Junio	\$7,349.44	\$91,057.68	\$7,534.91
2015	Mayo	\$8,769.99	\$72,148.16	\$7,648.26
2015	Abril	\$7,973.16	\$64,471.42	\$12,056.80
2015	Marzo	\$8,696.10	\$46,082.06	\$9,972.48
2015	Febrero	\$8,105.58	\$35,053.31	\$10,864.48
2015	Enero	\$9,124.05	\$34,016.16	\$21,644.39
2014	Diciembre	\$9,798.49	\$44,933.14	\$17,451.39
2014	Noviembre	\$9,994.29	\$50,448.38	\$16,470.72
2014	Octubre	\$10,969.28	\$134,900.22	\$18,215.74
2014	Septiembre	\$17,171.28	\$135,200.77	\$20,797.70
2014	Agosto	\$13,211.10	\$132,249.60	\$19,870.48

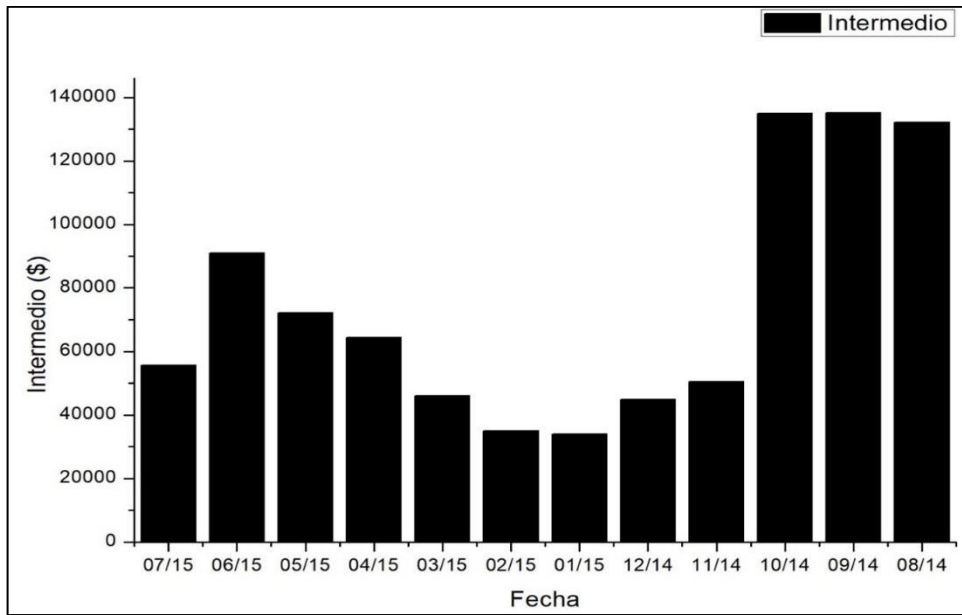
Figura 3.5: Costo de la electricidad de cada periodo, mes y año de la Universidad.

La figura anterior muestra el costo de la electricidad que se consumió en los tres periodos.

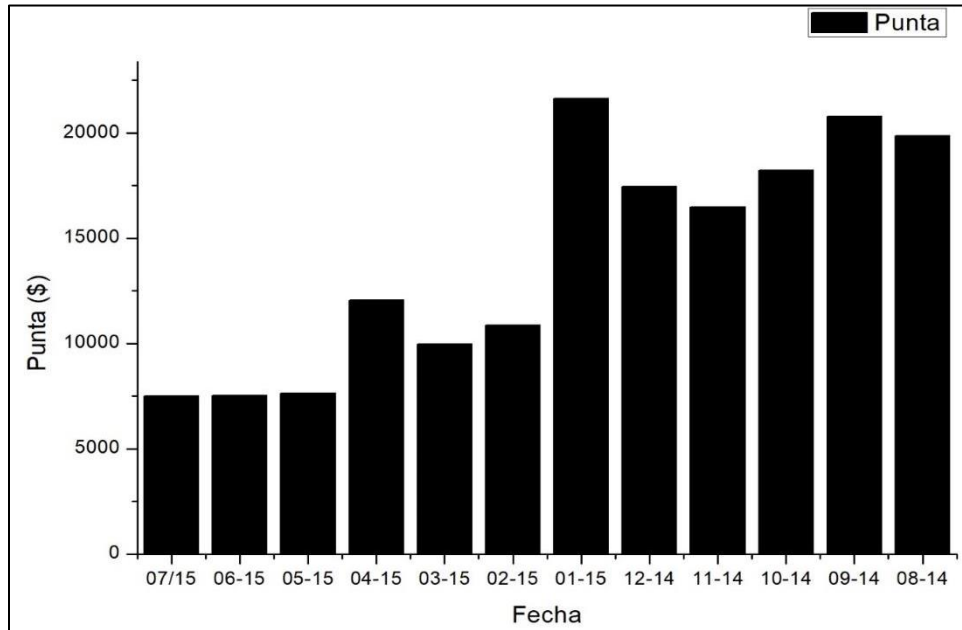
En las siguientes figuras se muestra el comportamiento del importe que se pagó en cada mes para el periodo de base, intermedio y periodo de punta graficado.



**Figura 3.6:** Gráfica del importe pagado en periodo base.



**Figura 3.7:** Gráfica del importe pagado en el periodo intermedio.



**Figura 3.8:** Gráfica del importe pagado en el periodo de punta.

### 3.5 Determinación de la ubicación geográfica para la implementación del sistema fotovoltaico.

La selección del sitio es de suma importancia para lograr la mayor captación de la radiación solar en el mayor tiempo posible.

La Universidad Tecnológica de Altamira se encuentra en las coordenadas 22°23'46" Norte, 97° 56' 13" Oeste, con una latitud de 22.396 y una longitud de -97.937, como se puede observar en la imagen satelital 3.1.1 obtenida de Google Earth.



**Figura 3.9:** Imagen satelital de la Universidad Tecnología de Altamira (Google Earth, 2019)

Otro factor importante para la obtención de mayor eficiencia en los módulos fotovoltaicos, son las HSP (Hora Solar Pico), ya que cada zona tiene su incidencia de los rayos solares diferente a las demás. En el caso de Altamira su HSP es de 4.90 kWh/m<sup>2</sup>/d como se muestra en la tabla 3.

**Tabla 3.2:** Hora Solar Pico anual de la universidad tecnológica de Altamira.

	Unit	Climate data location
Latitude	°N	22.43
Longitude	°E	-97.88
Elevation	m	80
Heating design temperture	°C	16.43
Cooling design temperture	°C	28.78
Earth temperture amplitude	°C	3.37
Frost days at site	day	0

Month	Air temperture °C	Relative humidity %	Daily solar radiation- horizontal kWh/m <sup>2</sup> /d	Atmospheric pressure Kpa
January	20.8	72.20%	3.31%	101.0
February	20.9	74.30%	4.10%	100.8
March	22.1	74.20%	4.98%	100.5
April	23.8	76.40%	5.69%	100.4
May	27.2	77.80%	6.25%	100.3
June	27.3	77.40%	6.02%	100.3
July	27.5	75.80%	5.90%	100.6
August	27.4	75.70%	5.07%	100.5
September	26	74.50%	4.62%	100.4
November	24	71.50%	3.84%	100.8
December	21.8	70.50%	3.16%	101.0
<b>Anual</b>	<b>24.5</b>	<b>74.20%</b>	<b>4.90%</b>	<b>100.6</b>

### 3.5.1 Análisis de los factores más relevantes que afectan a los costos y uso eficiente de la energía.

En los últimos años, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (Fide) han contratado al Instituto de Investigaciones Eléctricas para el monitoreo y el análisis de consumo de diversos tipos de usuarios: domésticos, comerciales e industriales.

Por lo cual se realizará un análisis para los factores que más influyen en la energía. Se clasificarán en dos grupos, los factores técnicos y los factores culturales.

### 3.6 Diseño del sistema fotovoltaico

El diseño fotovoltaico consistirá en la elaboración de un dimensionado, el cual contiene cálculos que son necesarios para la selección de los componentes que llevará el sistema fotovoltaico.

Se empezará por los cálculos que contienen las tres primeras ecuaciones, los cuales nos ayudaran para obtener el promedio de energía mensual, la energía consumida diaria y la potencia requerida del sistema fotovoltaico.

#### **Cálculo de la energía consumida diariamente.**

Un método de cálculo consiste en obtener mediante tablas adecuadas las horas equivalentes del lugar considerado y la inclinación deseada de los módulos fotovoltaicos. Se define como “hora equivalente u hora pico solar” el período de tiempo en el que la radiación solar toma un valor igual a 1,000 W/m<sup>2</sup>.

Para lograr el cálculo de consumo diario se utilizarán las siguientes ecuaciones, tomando como base la tarifa de cobro de un recibo de Comisión Federal de Electricidad, así como los kilowatts promedio consumidos mensualmente:

#### **Fórmulas para el cálculo de la energía consumida diariamente.**

$$PKB = \frac{kWh \text{ total}}{MT} = \frac{868,760 kWh}{12} \quad \text{Ecuación 1}$$

PKB = Promedio Kilowatts mensuales.

kWh = Kilowatts horas mensuales

MT = Meses totales

$$PCD = \frac{PKB}{DB} = \frac{72,396.7 \text{ kWh}}{30} \quad \text{Ecuación 2}$$

PCD= Promedio consumo diario.

PKB = Promedio Kilowatts mensuales.

DM = Cantidad de días de un mes (30 días).

$$PR = \frac{PCD}{HSP} = \frac{2,413.22 \text{ kWh}}{4.9 \text{ h}} \quad \text{Ecuación 3}$$

PR = Potencia requerida.

PCD = Promedio consumo diario.

HSP = Horas solar pico.

### **Verificación del lugar.**

La localización de los módulos fotovoltaicos es una parte fundamental en su instalación. Esto se debe a que su instalación debe estar siempre libre de obstáculos como la flora, los edificios, construcciones e incluso otros módulos fotovoltaicos. Cabe recalcar que su orientación geográfica es de suma importancia, además de una buena instalación y una estructura de calidad para tener una buena eficiencia en el aprovechamiento del sol en los módulos fotovoltaicos.

La integración de módulos fotovoltaicos en la edificación siempre debería tener en cuenta adicionalmente los criterios de la arquitectura bioclimática y atender a las características particulares de cada climatología, de manera que se asegure que la temperatura de los módulos no se incremente sustancialmente, ya que disminuiría su eficacia. Además, ayudaría a evitar que se produzcan acumulaciones de calor en el edificio que pudieran forzar un aumento significativo del consumo de energía para el acondicionamiento de aire.

### **Inclinación de los módulos fotovoltaicos**

La inclinación de los módulos depende de la latitud del lugar en donde serían instalados. La inclinación por lo regular es igual a la latitud del lugar donde se planea instalar el diseño fotovoltaico. Esto define el diseño que tomaría el sistema fotovoltaico y su orientación en donde se instalarían.

Existen dos tipos de montajes en la instalación de un sistema fotovoltaico para tejado, el modo horizontal y el modo vertical. Hay que tomar en cuenta cada tipo de montaje, ya que cada uno cuenta con sus ventajas correspondientes, pero para el uso de este diseño se tomaría en cuenta el tejado correspondiente y para ello se elegirá correctamente su montaje para poder así reducir costos.



**Figura 3.10:** *Inclinación vertical e inclinación horizontal del panel solar.*

#### **3.6.1 Selección del número de módulos fotovoltaicos.**

Estos componentes se seleccionarán de una empresa mexicana, en estos componentes vendrán las marcas y modelos elegidos, como también sus características mecánicas y sus características eléctricas que serán necesarios para poder realizar los cálculos y posteriormente el arreglo fotovoltaico.

Algunos de los detalles más importantes a recalcar son las fichas técnicas donde nos da información como:



- ❖ Tipo de celda
- ❖ Dimensiones
- ❖ Peso
- ❖ Potencia
- ❖ Voltaje en circuito abierto
- ❖ Corriente en circuito abierto
- ❖ Eficiencia

Conforme a la cantidad de energía que se necesitaba, se tomó la decisión de utilizar los módulos monocristalinos (PERC) de 390 W de la empresa mexicana Solarever.

## Panel Solar

Potencia de 370- 390 W Monocristalino

### Características Mecánicas

Tipo de celda	Monocristalino(PERC) 158.75x158.75mm
Número y arreglo de celdas	6x12 (72 Celdas)
Dimensiones	1979x1002x40mm
Peso	22.5Kg
Cristal frontal	3.2mm cristal templado
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Encapsulamiento	Cristal/EVA/Celda/ EVA/TPT
Humedad Relativa	0 to 100%
Resistencia	Una bola de acero 227g cayendo desde 1m de altura y 60m/s de viento



**Figura 3.11:** Módulo solar 390 W.

## Características Eléctricas

<b>Potencia</b>	370W	375W	380W	385W	390W
Voltaje de circuito abierto	48.5	48.7	48.9	49.1	49.3
Corriente de corto circuito	9.61	9.68	9.75	9.92	10.12
Voltaje de circuito óptimo	39.9	40.2	40.5	40.8	41.1
Corriente de circuito óptimo	9.28	9.33	9.39	9.44	9.49
Poder máximo de operación en STC	370	375	380	385	390
Eficiencia del módulo	18.66%	18.91%	19.16%	18.42%	19.67%
Temperatura de operación	-40°C to +85°C				
Máximo voltaje del sistema	1000V DC				
Tolerancia de Potencia de salida	±3%				
STC: Irradiación 1000W/m <sup>2</sup> , temperatura del módulo 25°C, AM (masa de aire)=1.5					

Figura 3.12: Características eléctricas del módulo solar 390 W.

## Inversor de Cadena

10,15,20,40,60 kW



## Datos generales

Modelo	Solis 3P10K-20K 4G	Solis 15K-LV-60K 4G
Fuente de Energía	PV	PV
<b>Entrada (DC)</b>		
Potencia Máxima de Entrada (kW)	12~24	15~18~72
Voltaje Máximo de Entrada (V)	1000	1000~1100
Voltaje de Arranque de Entrada (V)	180	350~200
Rango de Voltaje MPPT (V)	160-500~160-850	200-800~200-1000
Corriente Máxima de Entrada (A)	22A+22A	20A+20A~28.5A+28.5A+28.5A+28.5A
Máximo número de cadenas/ MPPT	2/4	2/4~4/12
<b>Salida (AC)</b>		
Potencia de Salida (kW)	10~20	15~60
Máx. Potencia Aparente de Salida (kVA)	11~22	15~66
Máx. Potencia de salida (kW)	11~22	15~66
Rango de Voltaje a Red (V)	208/220/240~400	220~480
Rango de Frecuencia a Red (Hz)	50/60	50/60
Fase de operación	Tríplice	Tríplice~3/N/PE
Rango de corriente de Salida a Red (A)	26.2~28.9	39.4~72.2
Corriente de salida Máxima (A)	28.8~31.8	39.4~80
<b>Información Mecánica</b>		
Dimensión (mm)	310*563*219	530*700*356.5~630*700*357
Peso (Kg)	19.8	58.2~63

Figura 3.13: Inversor 20k y ficha técnica.

### **Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.**

Los números necesarios de módulos fotovoltaicos se obtendrán a partir de la siguiente ecuación, la cual se obtiene de una división del promedio consumo diario por el factor de seguridad, entre las horas solar pico y la potencia máxima del módulo a utilizar.

$$NM = \frac{PCD \times FS}{HSP \times Pmax M} = \frac{2,413.22 kWh \times 1.2}{4.9 h \times 0.390 kW} \quad \text{Ecuación 4}$$

NM = Número de módulos fotovoltaicos.

PCD = Promedio consumo diario.

FS = Factor de seguridad (20%).

HSP = Horas solar pico.

Pmax M = Potencia máxima del módulo.

### **3.6.2 Arreglo fotovoltaico**

En ocasiones el área requerida para la instalación del sistema fotovoltaico está dispersa por las instalaciones o simplemente se tiene que realizar conexiones en serie o paralelo para que todo el dimensionado entre en el mismo lugar, entonces se tendrán que instalar sistemas fotovoltaicos que generen energía eléctrica para un mismo fin. Un arreglo fotovoltaico no es más que la agrupación de paneles fotovoltaicos trabajando para un mismo fin, un mismo proyecto.

Para realizar el arreglo fotovoltaico es necesario tener las características necesarias de los componentes principales, las cuales nos ayudara a realizarlo, como son las siguientes:

- ❖ El rango del inversor.
- ❖ La intensidad máxima de entrada del inversor.
- ❖ El voltaje optimo del módulo.

❖ La intensidad de corriente óptimo.

$$V_{inv} = \frac{V_{dc}}{2} = \frac{160 V + 850 V}{2} \quad \text{Ecuación 5}$$

$V_{inv}$  = Voltaje inversor

$V_{dc}$  = Voltaje en corriente directa

$$MS = \frac{V_{inv}}{V_m} = \frac{505 V}{41.1 V} \quad \text{Ecuación 6}$$

MS = Módulos en serie

$V_{inv}$  = Voltaje inversor

$V_m$  = Voltaje módulo

$$MP = \frac{I_{inv}}{I_m} = \frac{31.8 A}{9.49 A} \quad \text{Ecuación 7}$$

MP = Módulos en paralelo

$I_{inv}$  = Intensidad inversor

$I_m$  = Intensidad del módulo

El arreglo final quedaría de la siguiente manera:

$$1 \text{ Inversor} = 13 \text{ filas en serie} \times 4 \text{ columnas en paralelo} = 52 \text{ módulos}$$

Para asegurar si la tensión de los 13 módulos en serie no rebasa la tensión de entrada del inversor se hace la siguiente comprobación, multiplicando el número de módulos por la tensión de salida de cada módulo.

$$13 \text{ módulos} \times 41.1 V$$

El valor de la tensión de los módulos se encuentra dentro del intervalo de tensión del inversor que es entre 160 – 850 V, por lo cual es correcto.

Para los módulos en paralelo, en este caso se multiplica la corriente de salida del módulo por el número de módulos en paralelo.

$$4 \text{ módulos} \times 9.49 \text{ A}$$

### 3.6.3 Selección del inversor

El inversor es una de las partes más importantes que hay que tomar en cuenta en el proyecto a realizar. Este dispositivo ayuda a tener la mejor producción de energía eléctrica creada por los módulos fotovoltaicos.

Es un dispositivo que transforma la corriente continua entregada por los módulos fotovoltaicos a corriente alterna comúnmente de 220 V, para alimentar el sistema y/o introducirla en la red con la que trabaja en régimen de intercambio. Existen diferentes tipos de inversores, pero se recomienda seleccionarlo en función del tamaño de la instalación que se pretende realizar. El inversor se instala entre el sistema fotovoltaico y el punto de conexión a la red.

#### Cálculo del número de inversores.

$$N_{inv} = \frac{NM}{NMA} = \frac{1516}{52} \quad \text{Ecuación 8}$$

N inv = Número de inversores

NM = Número de módulos

NMA = Número de módulos del arreglo fv

#### Evaluación de las pérdidas de sistema.

Es necesario tener en cuenta las pérdidas/caídas de tensión introducidas por los componentes que forman el sistema (inversor, cables de conexión, etc.),

suponiendo que las pérdidas totales del sistema sean aproximadamente del 30%, entonces es necesario aumentar en el mismo porcentaje la potencia pico del sistema fotovoltaico.

### 3.7 Análisis de reducción del CO<sub>2</sub>.

El análisis para obtener la reducción de CO<sub>2</sub> se realizó comparando la energía eléctrica que se consume en la universidad de fuentes convencionales con la energía solar por medio de módulos fotovoltaicos.

En el mes de febrero del año 2019 se emitió un comunicado por parte del CRE en la que citó lo siguiente. De conformidad con el artículo 12 del reglamento de la ley de transición energética, y habiendo recibido e incorporado las observaciones realizadas por la secretaria de medio ambiente y recursos naturales a la metodología para el cálculo del factor de emisión y su aplicación, se comunica a los establecimientos sujetos a reporte, que el factor de emisión del sistema eléctrico nacional, correspondiente al año 2018 es: 0.527 tCO<sub>2</sub>e/MWh, CRE (2019).

Además, se sabe lo siguiente:

En promedio cada árbol en el mundo absorbe 10 Kg de CO<sub>2</sub>.

Un panel solar equivale a plantar 22 árboles.

Por cada kWh generado con energía solar fotovoltaica se emiten 32 g de CO<sub>2</sub>.

❖ *Emision anual con energía convencional = Consumo anual x Gramos de CO<sub>2</sub>.*

❖ *Emision anual con energía convecional = 1,100,800.00 kWh x 527 kgCO<sub>2</sub>*

Luego se calculará con el mismo consumo, pero ahora suponiendo que todo eso se utilizara mediante sistemas fotovoltaicos, se obtuvo lo siguiente:

❖ *Emision anual con energía solar = Consumo anual x Gramos de CO<sub>2</sub> de fv.*

❖ *Emision anual con energía solar = 1,100,800.00 kWh x 32 gCO<sub>2</sub>*

Como en este proyecto se trabajó con el promedio del consumo de la tarifa intermedia, ya que esta es la que registro tener el mayor consumo por parte de la universidad. Se realizará el cálculo para obtener las emisiones anuales tanto con la energía convencional y con energía solar.

❖ *Emision anual con convencional = consumo anual x Gramos de CO<sub>2</sub>.*

❖ *Emision anual con energía convencional = 868,760.00 kWh x 527 kgCO<sub>2</sub>*

❖ *Emision anual con energía solar = consumo anual x Gramos de CO<sub>2</sub> de fv.*

❖ *Emisiones anuales con energía solar = 868,760.00 kWh x 32g CO<sub>2</sub>*

Así mismo se realizará el ahorro que se obtendría si se dejara de utilizar la energía convencional como la fuente de energía eléctrica y se comenzara a utilizar la energía eléctrica de fuentes renovables como lo es la energía solar fotovoltaica.

❖ *Ahorro = Emisión del consumo anual con energía convencional –  
Emisiones totales anuales con energía solar.*

❖ *Ahorro = 580,121.6 tCO<sub>2</sub> – 35.2 tCO<sub>2</sub>*

Y también está el valor equivalente a utilizar arboles por cada módulo fotovoltaico, que como se mencionaba en la metodología, 1 módulo equivale a 22 árboles.

❖ *Arboles = (1,516 módulos fv x 22 arboles)*

### 3.8 Determinación de costos.

#### 3.8.1 Determinar Costos de inversión.

Se determinarán los costos que serán necesarios para la aplicación del dimensionado fotovoltaico. Entre las cuales existen las tecnologías que se utilizarán y sus componentes, como viene siendo, los módulos fotovoltaicos, el inversor, el total de cableado y los soportes. De igual manera los accesorios que el dimensionado lleve, como lo son, fusibles, pastillas o interruptores en AC y DC, supresor de picos en AC Y DC, tablero general y cable de cobre para la puesta a tierra. Teniendo en cuenta su precio individual y se hará la multiplicación por la cantidad a usar, y se obtendrá su precio final.

**Tabla 3.3: Retorno de inversión.**

RETORNO DE INVERSIÓN CON 100%, 80% O 50% DE SUMINISTRO							
Año	100%		80%		50%		
	COSTO	AHORRO	COSTO	AHORRO	COSTO	AHORRO	
2016	\$5,527,246.64	\$1,437,120.11	\$4,421,797.31	\$1,149,696.09	\$2,763,623.32	\$718,560.06	
2017	\$4,090,126.53	\$2,008,568.83	\$3,272,101.22	\$1,606,855.07	\$2,045,063.26	\$1,004,284.42	
2018	\$2,081,557.70	\$2,085,185.10	\$1,665,246.16	\$1,668,148.08	\$1,040,778.85	\$1,042,592.55	
2019	-\$3,627.41	\$2,161,801.38	-\$2,901.93	\$1,729,441.10	-\$1,813.70	\$1,080,900.69	
2020	-\$2,165,428.78	\$2,238,417.65	-\$1,732,343.03	\$1,790,734.12	-\$1,082,714.39	\$1,119,208.82	
2021	-\$4,403,846.43	\$2,315,033.92	-\$3,523,077.15	\$1,852,027.14	-\$2,201,923.22	\$1,157,516.96	

#### 3.8.2 Determinar Costos mantenimiento.

El costo de mantenimiento que requiere un sistema solar fotovoltaico es mínimo y de carácter preventivo. Es por ello por lo que en el costo de mantenimiento se obtendrá considerando entre el 1 y 3% de la inversión inicial del año.



### 3.8.3 Análisis de los beneficios del proyecto.

Se hará un análisis de los beneficios que se lleguen a tener mediante este trabajo, esto como principal meta es la rentabilidad que se puede obtenerse, ya que el principal objetivo es reducir el costo que se paga a la CFE por el consumo de la electricidad.

La energía solar y sobre todo la energía solar fotovoltaica ofrecen numerosos beneficios que la sitúan entre las mejores fuentes de energías alternativas para su implementación hoy en día.

Además, con la proyección de energía nos ayudará a saber cómo será el comportamiento de la generación fotovoltaica, utilizando cada mes de todo el año junto con sus horas solar pico, días y generación que se pretende tener.

PROYECCIÓN DE ENERGÍA						
AÑO	MES	HSP	DÍAS	kWh		kWh/M SFV
2015	julio	5.34	31	591		97,834.14
2015	Junio	5.4	30	591		95,742.00
2015	Mayo	5.72	31	591		104,796.12
2015	Abril	5.49	30	591		97,337.70
2015	Marzo	5.2	31	591		95,269.20
2015	Febrero	4.38	28	591		72,480.24
2015	Enero	3.79	31	591		69,436.59
2014	Diciembre	3.7	31	591		67,787.70
2014	Noviembre	4.41	30	591		78,189.30
2014	Octubre	5.08	31	591		93,070.68
2014	Septiembre	5.14	30	591		91,132.20
2014	Agosto	5.54	31	591		101,498.34

**Figura 3.14:** *Proyección de energía.*

De la misma mano, la proyección de ahorro para poder encontrar la diferencia que existe entre el uso de la energía eléctrica sin sistema fotovoltaico contra el uso de

las energías renovables, y luego poder realizar el ahorro en porcentaje que se obtendría por su uso anualmente.

PROYECCIÓN DE AHORRO				
AÑO	MES	INTERMEDIA SIN SFV	GENERACIÓN SFV	DIFERENCIA
2015	julio	70,280.0 kWh	97,834.1 kWh	-27,554.14
2015	Junio	113,680.0 kWh	95,742.0 kWh	17,938.00
2015	Mayo	86,800.0 kWh	104,796.1 kWh	-17,996.12
2015	Abril	75,520.0 kWh	97,337.7 kWh	-21,817.70
2015	Marzo	49,840.0 kWh	95,269.2 kWh	-45,429.20
2015	Febrero	34,720.0 kWh	72,480.2 kWh	-37,760.24
2015	Enero	31,640.0 kWh	69,436.6 kWh	-37,796.59
2014	Diciembre	38,920.0 kWh	67,787.7 kWh	-28,867.70
2014	Noviembre	42,840.0 kWh	78,189.3 kWh	-35,349.30
2014	Octubre	112,840.0 kWh	93,070.7 kWh	19,769.32
2014	Septiembre	108,360.0 kWh	91,132.2 kWh	17,227.80
2014	Agosto	103,320.0 kWh	101,498.3 kWh	1,821.66

**Figura 3.15:** *Proyección de ahorro.*

### 3.8.4 Análisis de costo-beneficio

Se utilizará una serie de programas como Excel y Origins los cuales nos servirán para realizar el histórico, así como sus graficas correspondientes.

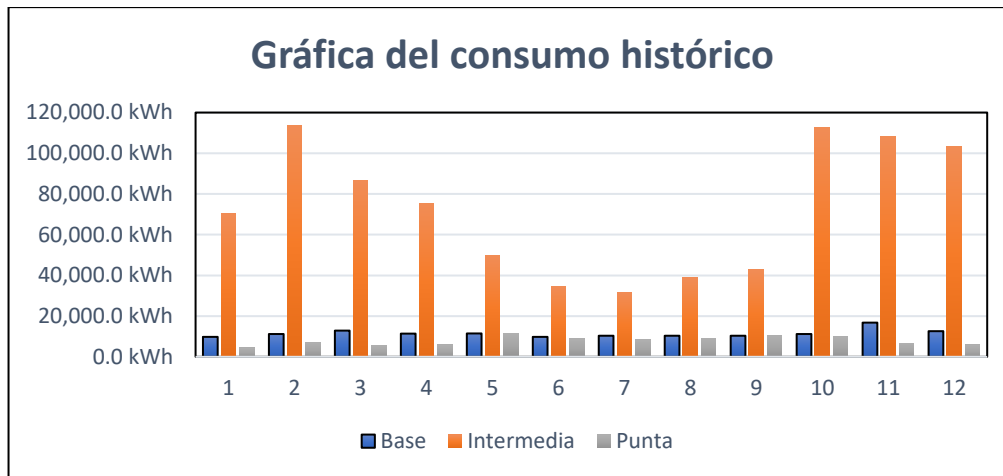
Además, incluirá el retorno de inversión el cual nos dará la información de en cuanto tiempo se recuperará la inversión que cueste el proyecto, y este se hará con diferentes porcentajes para poder ofrecer diferentes soluciones y ver cómo se comporta en cada porcentaje y cual es más recomendable.

Con cada tabla y grafía nos dará una mejor comprensión de como se ha consumido la energía eléctrica en la universidad, además de obtener los costos que se han

pagado a lo largo de ese año 2014-2015 y así tener un histórico más completo de información que servirá más adelante.

**Tabla 3.4: Datos del histórico.**

Año	Mes	Demanda Máxima	Base	Intermedia	Punta	Consumo total	Costo Energía
2015	Julio	351.0 kW	9,800.0 kWh	70,280.0 kWh	4,480.0 kWh	84,560.0 kWh	\$150,353.00
2015	Junio	344.0 kW	11,200.0 kWh	113,680.0 kWh	7,000.0 kWh	131,880.0 kWh	\$195,036.00
2015	Mayo	346.0 kW	12,880.0 kWh	86,800.0 kWh	5,600.0 kWh	105,280.0 kWh	\$173,243.00
2015	Abril	370.0 kW	11,400.0 kWh	75,520.0 kWh	5,880.0 kWh	92,800.0 kWh	\$166,417.00
2015	Marzo	288.0 kW	11,480.0 kWh	49,840.0 kWh	11,480.0 kWh	72,800.0 kWh	\$148,531.00
2015	Febrero	212.0 kW	9,800.0 kWh	34,720.0 kWh	8,960.0 kWh	53,480.0 kWh	\$116,319.00
2015	Enero	209.0 kW	10,360.0 kWh	31,640.0 kWh	8,400.0 kWh	50,400.0 kWh	\$115,375.00
2014	Diciembre	245.0 kW	10,360.0 kWh	38,920.0 kWh	9,240.0 kWh	58,520.0 kWh	\$139,038.00
2014	Noviembre	321.0 kW	10,360.0 kWh	10,360.0 kWh	10,360.0 kWh	63,560.0 kWh	\$161,634.00
2014	Octubre	342.0 kW	11,200.0 kWh	112,840.0 kWh	9,800.0 kWh	133,840.0 kWh	\$262,680.00
2014	Septiembre	413.0 kW	16,800.0 kWh	108,360.0 kWh	6,720.0 kWh	131,880.0 kWh	\$270,449.00
2014	Agosto	331.0 kW	12,600.0 kWh	103,320.0 kWh	5,880.0 kWh	121,800.0 kWh	\$245,026.00
<b>PROMEDIO DEMANDA</b>			<b>PROMEDIO CONSUMO ANUAL</b>			<b>IMPORTE ANUAL</b>	
314.3 kW			11,520.0 kWh	72,396.7 kWh	7,816.7 kWh	1,100,800.0 kWh	\$2,144,101.00
			<b>CONSUMO TOTAL</b>				
			138,240.0 kWh	868,760.0 kWh	93,800.0 kWh		



**Figura 3.16: Gráfica del consumo histórico.**

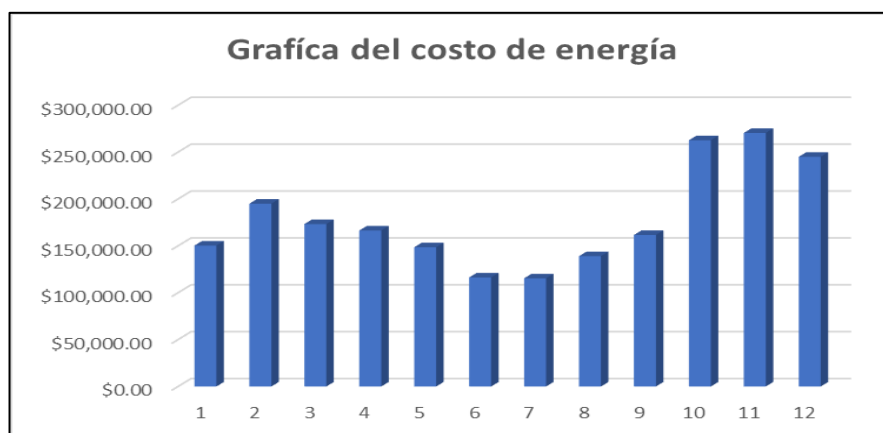
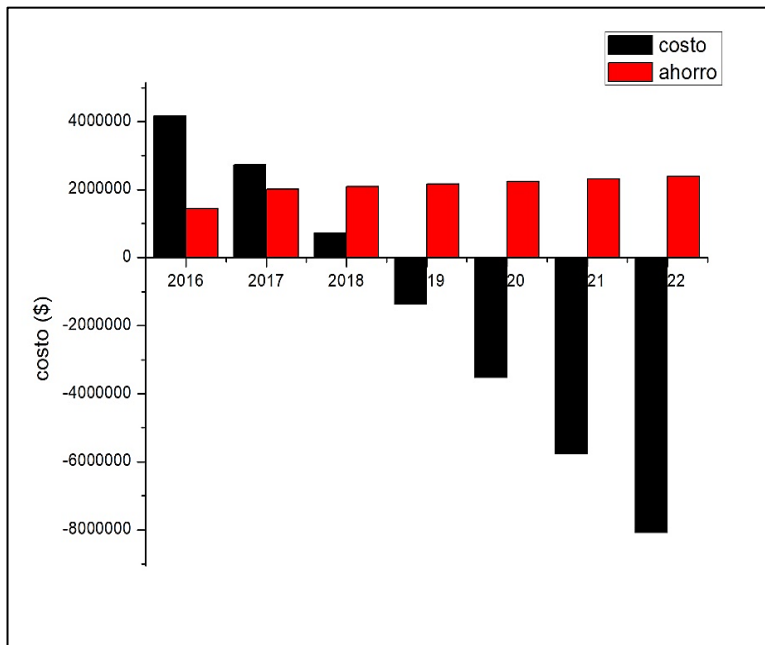


Figura 3.17: Gráfica del costo de la energía.

Tabla 3.5: Retorno de inversión con 100%, 80% y 50% de suministro.

RETORNO DE INVERSIÓN CON 100%, 80% O 50% DE SUMINISTRO							
Año	100%		80%		50%		
	COSTO	AHORRO	COSTO	AHORRO	COSTO	AHORRO	
2016	\$5,527,246.64	\$1,437,120.11	\$4,421,797.31	\$1,149,696.09	\$2,763,623.32	\$718,560.06	
2017	\$4,090,126.53	\$2,008,568.83	\$3,272,101.22	\$1,606,855.07	\$2,045,063.26	\$1,004,284.42	
2018	\$2,081,557.70	\$2,085,185.10	\$1,665,246.16	\$1,668,148.08	\$1,040,778.85	\$1,042,592.55	
2019	-\$3,627.41	\$2,161,801.38	-\$2,901.93	\$1,729,441.10	-\$1,813.70	\$1,080,900.69	
2020	-\$2,165,428.78	\$2,238,417.65	-\$1,732,343.03	\$1,790,734.12	-\$1,082,714.39	\$1,119,208.82	
2021	-\$4,403,846.43	\$2,315,033.92	-\$3,523,077.15	\$1,852,027.14	-\$2,201,923.22	\$1,157,516.96	
2022	-\$6,718,880.35	\$2,391,650.19	-\$5,375,104.28	\$1,913,320.15	-\$3,359,440.18	\$1,195,825.10	
2023	-\$9,110,530.54	\$2,468,266.46	-\$7,288,424.43	\$1,974,613.17	-\$4,555,265.27	\$1,234,133.23	
2024	-\$11,578,797.01	\$2,544,882.74	-\$9,263,037.61	\$2,035,906.19	-\$5,789,398.50	\$1,272,441.37	
2025	-\$14,123,679.74	\$2,621,499.01	-\$11,298,943.79	\$2,097,199.21	-\$7,061,839.87	\$1,310,749.50	
2026	-\$16,745,178.75	\$2,698,115.28	-\$13,396,143.00	\$2,158,492.22	-\$8,372,589.38	\$1,349,057.64	
2027	-\$19,443,294.03	\$2,774,731.55	-\$15,554,635.23	\$2,219,785.24	-\$9,721,647.02	\$1,387,365.78	
2028	-\$22,218,025.58	\$2,851,347.82	-\$17,774,420.47	\$2,281,078.26	-\$11,109,012.79	\$1,425,673.91	
2029	-\$25,069,373.41	\$2,927,964.10	-\$20,055,498.73	\$2,342,371.28	-\$12,534,686.70	\$1,463,982.05	
2030	-\$27,997,337.50	\$3,004,580.37	-\$22,397,870.00	\$2,403,664.29	-\$13,998,668.75	\$1,502,290.18	
2031	-\$31,001,917.87	\$3,081,196.64	-\$24,801,534.30	\$2,464,957.31	-\$15,500,958.94	\$1,540,598.32	
2032	-\$34,083,114.51	\$3,157,812.91	-\$27,266,491.61	\$2,526,250.33	-\$17,041,557.26	\$1,578,906.46	
2033	-\$37,240,927.42	\$3,234,429.18	-\$29,792,741.94	\$2,587,543.35	-\$18,620,463.71	\$1,617,214.59	
2034	-\$40,475,356.61	\$3,311,045.46	-\$32,380,285.29	\$2,648,836.36	-\$20,237,678.30	\$1,655,522.73	
2035	-\$43,786,402.06	\$3,387,661.73	-\$35,029,121.65	\$2,710,129.38	-\$21,893,201.03	\$1,693,830.86	
2036	-\$47,174,063.79	\$3,464,278.00	-\$37,739,251.03	\$2,771,422.40	-\$23,587,031.90	\$1,732,139.00	
2037	-\$50,638,341.79	\$3,540,894.27	-\$40,510,673.43	\$2,832,715.42	-\$25,319,170.90	\$1,770,447.14	
2038	-\$54,179,236.06	\$3,617,510.54	-\$43,343,388.85	\$2,894,008.44	-\$27,089,618.03	\$1,808,755.27	
2039	-\$57,796,746.61	\$3,694,126.82	-\$46,237,397.29	\$2,955,301.45	-\$28,898,373.30	\$1,847,063.41	
2040	-\$61,490,873.42	\$3,770,743.09	-\$49,192,698.74	\$3,016,594.47	-\$30,745,436.71	\$1,885,371.54	
2041	-\$65,261,616.51	\$3,847,359.36	-\$52,209,293.21	\$3,077,887.49	-\$32,630,808.26	\$1,923,679.68	
2042	-\$69,108,975.87	\$3,923,975.63	-\$55,287,180.70	\$3,139,180.51	-\$34,554,487.94	\$1,961,987.82	
2043	-\$73,032,951.50	\$4,000,591.90	-\$58,426,361.20	\$3,200,473.52	-\$36,516,475.75	\$2,000,295.95	
2044	-\$77,033,543.41	\$4,077,208.18	-\$61,626,834.73	\$3,261,766.54	-\$38,516,771.70	\$2,038,604.09	
2045	-\$81,110,751.58	\$4,153,824.45	-\$64,888,601.27	\$3,323,059.56	-\$40,555,375.79	\$2,076,912.22	



**Figura 3.18:** Gráfica de retorno de inversión.

### 3.9 Propuesta de ahorro energético.

Uno de los temas más importantes a tratar es el ahorro energético. Ya que, tener ahorros a parte de los sistemas fotovoltaicos ayudan también a reducir el pago por la energía eléctrica que se consume. Así mismo la disminución de la contaminación que día a día emitimos con todo lo que utilizamos, tanto en el trabajo, como en la vivienda, es por ello que se realizó dos propuestas de ahorro energético tanto para el hogar, como para la industria para así tener un mejor estilo de vida, mayores ahorros y menos contaminación emitida a nuestro planeta.

#### 3.9.1 Propuesta de ahorro energético en la industria.

En los últimos años, los módulos fotovoltaicos no han dejado de incrementar su popularidad y cada vez es más común verlos instalados en cualquier tipo de edificio.

Su fama se debe a que ayudan a ahorrar en el recibo eléctrico y a que se les consideran amigables con el medio ambiente.

Pero para ello, también se utilizan otros métodos para obtener un mayor ahorro de energía ya que es muy común encontrar equipos con fallas, fugas o sin mantenimiento desde hace años, es por ello que se proponen algunos métodos para optimizar el uso y la durabilidad de los equipos que se usan en las empresas.

### **3.9.2 Propuesta de ahorro energético en la vivienda.**

De igual manera en las casas de hoy en día la gente comete muchos errores y/o hábitos que ya tienen como costumbres que provocan su consumo de la energía eléctrica sea aún más caro con el paso del tiempo.

Es por ello que se propone una lista de recomendaciones que ayudaran al ahorro y la mejora de uso de los equipos eléctricos que se tengan en casa, y también conlleve a mejorar la vida en general de las personas, lo cual será reflejado en su facturación del consumo eléctrico.

### **3.9.3 Propuesta de horario para el uso de la energía correctamente.**

Se realizará una propuesta de horario para que cada uno de los equipos eléctricos que no tengan un funcionamiento primordial puedan ser utilizados en otro horario, como sería empezar a mover los equipos de horario punta a horario base o intermedio para que así el costo final al pagar la energía eléctrica consumida sea más barato.

La tarifa HM maneja tres periodos, periodo base, periodo intermedio y periodo punta. El periodo base es la que maneja los precios por kWh más bajos de los demás periodos, luego sigue el periodo intermedio y al final el periodo punta que cuesta el doble del periodo base. Hoy en día las empresas que manejan este tipo

de tarifa pagan grandes cantidades de electricidad por sus consumos tan altos, pero también porque muchas hacen uso de la electricidad en periodo punta lo cual hacen que se encarezca su recibo al momento de la facturación.

#### **3.9.4 Propuesta de mantenimiento preventivo y correctivo.**

Se hará una propuesta de un listado y las formas de como poder prevenir y corregir el SFVIR para poder tener siempre las condiciones óptimas del sistema fotovoltaico.

El mantenimiento preventivo, tiene como objetivo prevenir alguna insuficiencia del sistema fotovoltaico, lo cual nos ayudara a reducir los costos extras que pudieran surgir y también minimizar los accidentes que pudieran ocasionar. Las operaciones de la instalación se realizarán siguiendo un esquema con todas las tareas asignadas. En todo mantenimiento preventivo se debe prestar una atención mayor aquellos equipos e instalaciones que hubieran sido objeto de un mayor número de incidencias según el registro de historial que se lleve.

El mantenimiento correctivo se aplicaría para después de que la instalación fotovoltaica entra en operación.

### **3.8 Conclusión**

Este capítulo habló sobre la metodología. Fue indispensable tener el segundo capítulo ya que en él nos da la información necesaria para poder realizar este. Para la realización de esta metodología se llevó un orden específico para cada cálculo, el cual fue de gran ayuda para tener un orden correcto en cada procedimiento.

Además, se revisaron metodologías de otros autores en las cuales mostraban similares procedimientos para la realización del dimensionado, y no se encontraron muchas diferencias ya que la metodología que se usa comúnmente para los cálculos de la energía solar fotovoltaica siempre son las mismas.

## **Capítulo IV Resultados**

### **4.1 Factores más relevantes que afectan a los costos y uso eficiente de la energía.**

Los factores técnicos y los factores culturales quedan como:

Como se mencionó anteriormente en el análisis de los factores, es clave recalcar que hoy en día los factores técnicos son indispensables ya que mucha gente sigue con equipos antiguos los cuales pueden llegar hasta consumir más energía a un equipo más moderno. Además de la limpieza que se le debe dar a los equipos para que se tenga un correcto funcionamiento de todas sus partes y no olvidar desconectarlos de la corriente al finalizar su uso.

Para los factores culturales, no cabe duda que la principal razón son las costumbres con las que creció las personas, y eso hoy afecta en el consumo de la energía eléctrica. Ir modificando las costumbres poco a poco, como apagar los equipos que no se utilizan, desconectar del enchufe aparatos que no son necesarios de una corriente eléctrica. Así mismo, comenzar con el uso de sensores de presencia, ya que estos tienen una gran ventaja ya que se pueden instalar para la mayoría de las cosas.

### **4.2 Comparación de los sistemas tarifarios.**

El esquema tarifario de la comisión federal de electricidad cambió y lo que se refleja en el recibo de la electricidad sería lo siguiente.

- ❖ Cambió el logotipo de CFE por logotipo de CFE suministrador de servicios básicos.
- ❖ Sustitución de RPU de 12 números a nuevo código de RMU de 27 números y letras.



- ❖ Se integraron conceptos por suministro, distribución, transmisión, CENACE etc.
- ❖ Cobro de suministro: Cargo fijo independiente a la cantidad de consumo o demanda del usuario.
- ❖ Distribución: costo por distribuir la energía eléctrica a través de la infraestructura de CFE.
- ❖ Transmisión: cargo por la conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los puntos de entrega para su distribución.
- ❖ CENACE: cargo que realiza el Centro Nacional de Control de Energía.
- ❖ Energía: consumo de energía medida en kWh a lo largo del periodo de facturación.
- ❖ SCnMEM: corresponde a otros costos relacionados con el Mercado Eléctrico Mayorista.

### **4.3 Consumo de la energía eléctrica en la universidad.**

Con la información obtenida anteriormente del recibo de facturación del consumo eléctrico en la Universidad de Altamira. Se pudo obtener lo siguiente:

Nombre: Universidad tec de Altamira.

Región: La ciudad de Altamira, Tamaulipas está clasificada como región NORESTE.

Tarifa: HM

Demanda contratada: 749 kW.

Potencia: Base 82 kW, intermedia 502 kW, punta 286 kW.

Energía: Base 9,800 kWh, intermedia 70,280.9 kWh, punta 4,480.0 kWh

Después de haber analizado la tabla 3.1 y las gráficas de las figuras 3.2 - 3.4 podemos obtener información relevante como la siguiente:

1.- El consumo anual de energía eléctrica en la universidad es de 1,100,800.00 kWh.

2.- El importe anual que pagó la universidad a CFE fue de \$ 2,144,101.00 MN.

3.- El mayor registro de consumo es en el mes de octubre con un total de 133,840.00 kWh.

4.- En el periodo base, el promedio mensual de consumo fue de 11,520.00 kWh, el horario que cubre este periodo tanto en verano como en invierno abarca las horas de 0:00 – 6:00 hrs de lunes a viernes.

5.- En el periodo intermedio, el consumo fue de 72,396.7 kWh en promedio mensual. El horario que cubre este periodo de lunes a viernes en verano es de 6:00 – 20:00 hrs y de 22:00 – 24:00 hrs, y de lunes a viernes en el periodo de invierno es de 6:00 – 18:00 hrs y 22:00 – 24:00 hrs. Esto nos dice que es el periodo que cubre el mayor consumo de toda la universidad.

6.- En el periodo punta se registró 7,000 kWh. Este periodo cuenta con un horario de lunes a viernes es de 20:00hrs – 22:00 hrs en horario de verano, y para el periodo de invierno de lunes a viernes es de 18:00 – 22:00 hrs. Cabe mencionar que este periodo es el más caro, ya que cada kWh cuesta casi el doble que un kWh del periodo base.

Las gráficas de las figuras 3.6 – 3.8 mencionadas en el análisis se observó el costo por cada kWh consumido y se obtuvieron los resultados siguientes:

1. En el periodo base que es el periodo con el precio por kW más barato se alcanzó hasta los \$17,171.28 en el mes de septiembre del año 2014 con un precio por kWh de \$1.0221.

2. En el periodo intermedio que fue el periodo en el que se consumió más energía eléctrica se obtuvieron costos desde los \$34,016.16 en el mes de enero del 2014, hasta los \$134,900.22 en octubre del 2014 con un precio por kWh de \$1.1955 para el mes de octubre.

3. En el periodo de punta se obtuvieron costos más elevados y con menor consumo que el periodo base. Esto se debe a que en el periodo punta los precios por kW son el doble de lo que se cuestan en el periodo base. El costo más grande fue en el mes de enero del 2015 con un costo de \$21,644.39 y por kW un precio de \$1.8854. Lo cual nos confirma que el costo que se genera por kWh en el periodo de punta será el más costoso de todos los periodos y hay que cuidarlo para no pagar grandes costos.

#### **4.4 Diseño del sistema fotovoltaico**

##### **Cálculo de la energía consumida diariamente.**

El resultado del promedio de kilowatts mensuales fue de 72,396 kWh.

El promedio de consumo diario es de 2,413.22 kWh.

Y la potencia requerida que se deben instalar son 492.49 kW.

##### **Selección de los componentes principales**

Conforme a la cantidad de energía que se necesitaba, se tomó la decisión de utilizar los módulos monocristalinos (PERC) de 390 W y un inversor de la capacidad de 20 kW de la empresa mexicana Solarever.

## COMPONENTE

Módulo solar 390 W



## CARACTERÍSTICAS

- ❖ Tipo: Monocristalino
- ❖ Potencia: 390 W
- ❖ Voltaje circuito abierto: 49.3 V
- ❖ Corriente corto circuito: 10.12 A
  - ❖ Voltaje: 41.1 V
  - ❖ Corriente: 9.49 A
- ❖ Eficiencia: 19.67 %

Inversor Solis 3P-20KW 4G



- ❖ Voltaje máximo de entrada: 1000 kW
- ❖ Rango voltaje MPPT: 160-850 V
- ❖ Corriente máxima entrada: 22 A + 22 A
- ❖ Máximo número cadenas/MPPT: 2/4
  - ❖ Rango de voltaje: 208-400 V

### **Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.**

El número de módulos totales serían 1,516 Módulos.

### **Arreglo fotovoltaico**

El número total de módulos en serie serían 13 módulos.

El número total de módulos en paralelo serían de 4 módulos.

El arreglo final quedaría con la cantidad de 52 módulos fotovoltaicos por inversor.

Se comprobó que la tensión no sobrepasara en los módulos en serie, dio como resultado 532.3 V lo cual entró en el valor de 160 – 850 V.

Para los módulos en paralelo dio como resultado 37.98 A, lo cual también entra en el valor de la ficha técnica.

A continuación, se muestra la representación de los módulos y sus valores técnicos

	13 filas en serie																		
4 columnas en paralelo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	9.49 A	534.3 V	=	18.98 A	1 MPPT. 22A Y 160 - 850 V	1 INVERSOR
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	9.49 A	534.3 V		534.3 V		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	9.49 A	534.3 V	=	18.98 A	1 MPPT. 22A Y 160 - 850 V	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	9.49 A	534.3 V		534.3 V		

**Figura 4:** *Diseño propio del arreglo fotovoltaico.*

### Cálculo del número de inversores.

Con los cálculos anteriormente realizados en la metodología, se llegó al resultado de 30 inversores.

### Selección de materiales secundarios

Cajas de protección	
Caja combinadora	

## Sistema de montaje

Estructura:



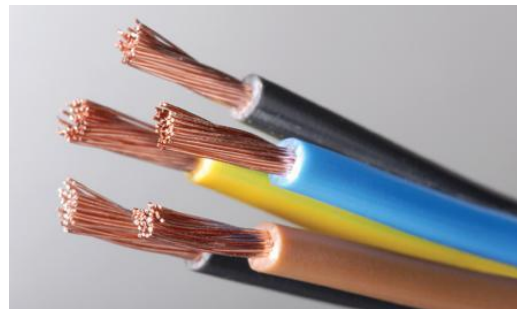
## Conectores

Tipo MC4:



## Cables

CFV:



Cable a tierra:	
Cable fotovoltaico	

<b>Accesorios</b>	
Supresor de picos AC:	

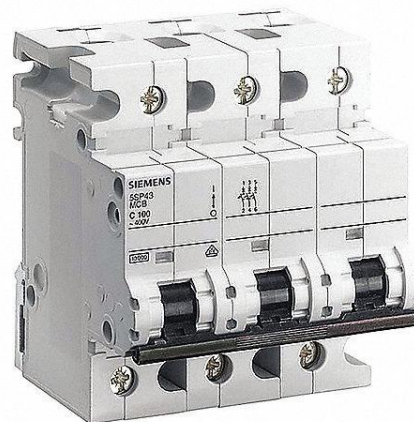
Supresor de picos DC:








Gabinetes:



Interruptor:





Fusibles:	
Tablero general:	
Varillas Copperweld:	
Manguera flexible:	
Wifi-Stick:	

#### 4.5 Costos del proyecto

Los costos y medidas del proyecto fueron proporcionados por la empresa con la que se hizo la cotización.

**Tabla 4:** Costos de macro componentes y microcomponentes.

Cantidad	Equipo	Precio unitario (USD)	Precio final (MXN)
1516	Módulos fotovoltaicos 390 W	117	\$ 3,386,031.48
30	Inversor 20 kW	1,920	\$ 1,099,584.00
31	Cableado 1*4mm <sup>2</sup>	0.75	\$ 443.84
1516	Soporte	21.00	\$ 607,749.24
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 5,093,808.56</b>

Equipo	Precio final (MXN)
Micro componentes (pastillas termomagneticas en AC y DC, centro de carga, caja combinadora, supresor de pico AC y DC)	<b>\$382,500.00</b>

#### 4.6 Costos mantenimiento.

Inversión	Porcentaje del cobro por mantenimiento	Costo
\$ 5,093,808.56	1%	\$ 50,938.08

#### 4.7 Propuesta de ahorro energético en la industria y en el hogar.

Propuesta de ahorro energético en la industria.

### **Para los sistemas de aires comprimidos**

- ❖ Disminuir los requerimientos de aire comprimido
- ❖ Eliminar todas las fugas
- ❖ Mantener limpios los filtros de entrada de aire
- ❖ Reducir la temperatura del aire de entrada
- ❖ Minimizar las caídas de presión en eliminadores de humedad
- ❖ Instalar un control de secuencia para los compresores
- ❖ Utilizar compresores tipo tornillo
- ❖ Utilizar compresores de dos etapas con enfriamiento intermedio

### **Para los sistemas de refrigeración o aire acondicionado**

- ❖ Aplicar las medidas de ahorro en el punto de uso
- ❖ Eleve la temperatura en el evaporador
- ❖ Reduzca la temperatura en el condensador
- ❖ Limpie los evaporadores, condensadores o torres de enfriamiento
- ❖ Suministre aire fresco a los condensadores
- ❖ Ajustar los valores de control

### **Para los sistemas de iluminación**

- ❖ Sustituir los focos incandescentes por lámparas Leds
- ❖ Utilizar reflectores y balastos electrónicos
- ❖ Usar los niveles de iluminación adecuados
- ❖ Instalar más apagadores
- ❖ Utilizar sensores de movimiento
- ❖ Instale iluminación directa sobre la superficie de trabajo

- ❖ Instale temporizadores para controlar las luces
- ❖ Usar fotoceldas para controlar las luces cercanas a las ventanas y en alumbrado exterior
- ❖ Cambiar el diseño de iluminación por uno más adecuado si es necesario

### **Para los motores eléctricos**

- ❖ Dar mantenimiento adecuado a los motores
- ❖ Sustituir motores por otros de alta eficiencia
- ❖ Corrija el balance del voltaje entre líneas
- ❖ Corregir el factor de potencia
- ❖ Limpiar las ventilas de aire
- ❖ Balancear los voltajes
- ❖ Evitar muchos arranques
- ❖ Reducir el tamaño del motor y cambiarlo por uno de alta eficiencia

### **Para control de demanda eléctrica**

- ❖ Programación – reduzca los picos en el arranque
- ❖ Investigar el uso de energías en horas no productivas
- ❖ Evitar los picos de demanda
- ❖ Cambiar la forma de uso de la demanda: de horas pico a horas no pico.
- ❖ Considerar la aplicación de cargas en secuencia
- ❖ Usar su generador de emergencia para reducir el pico de demanda

### **Para calderas**

- ❖ Revisar la calidad de la combustión periódicamente
- ❖ Controlar la cantidad de exceso de aire

- ❖ Recuperar condensados no contaminados
- ❖ Cambiar los quemadores por otros más eficientes
- ❖ Instalar controles automáticos modernos

### **Tecnologías eficientes**

- ❖ Motores eléctricos de alta eficiencia
- ❖ Variadores de velocidad
- ❖ Aire acondicionado
- ❖ Aire comprimido
- ❖ Control de la Demanda
- ❖ Bancos de capacitores
- ❖ Sensores de presencia
- ❖ Aislamiento Térmico

### **Propuesta de ahorro energético en la vivienda.**

- ❖ Sustitución de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas o LED.
- ❖ Apagar aparatos eléctricos cuando no se estén usando.
- ❖ Equipos como televisores, aires acondicionados, equipos de sonido, etc., que funcionan con controles remotos, desenergizarlos cuando no se esté utilizando.
- ❖ No sobrecargar con aparatos eléctricos los tomacorrientes por que se incrementan las pérdidas eléctricas.
- ❖ En aplicaciones de aire acondicionado en dormitorios, fijar la temperatura de los termostatos en un grado centígrado por encima de la temperatura de confort que corresponda de acuerdo a la humedad relativa.

- ❖ Evitar las filtraciones de aire hacia áreas acondicionadas por puertas, ventanas, o hendiduras.
- ❖ Adquirir electrodomésticos que coadyuven al ahorro de energía en el hogar, esto es de bajo consumo. En el caso de aire acondicionado y refrigeración asegurarse que tengan un buen rendimiento energético (ver tarjetón amarillo, que por norma deben tener estos equipos).
- ❖ Verificar que los equipos electrónicos como es el refrigerador traigan el papel amarillo que te marque que trae un ahorro de energía.
- ❖ Asegurar una buena ventilación en las paredes laterales y posterior del refrigerador ya que a través de estos elementos es como se hace el rechazo de calor del ciclo de refrigeración.
- ❖ Evitar abrir el refrigerador innecesariamente o por periodos prolongados para ello, es recomendable tener bien ordenados los productos dentro del refrigerador, para no tener que estar buscando por mucho tiempo con la puerta abierta.
- ❖ No dejar recipientes con líquidos destapados dentro del refrigerador, ya que la evaporación de los líquidos significará una carga térmica adicional al equipo.
- ❖ No introducir recipientes calientes dentro del refrigerador, procurar que se enfríen al ambiente y posteriormente introducirlos al refrigerador.
- ❖ Darles mantenimiento preventivo adecuado a los equipos, particularmente a los equipos de aire acondicionado y refrigeración.
- ❖ Evitar planchar pocas prendas por tandas, procurar una vez que se va encender la plancha, planchar la mayor cantidad de ropa. Evitar planchar en horarios en los que se está teniendo un consumo de energía alto, procurar hacerlo en horarios en donde muy pocos aparatos eléctricos se encuentran en operación.
- ❖ Utilizar calentadores de agua en lugar de calentadores eléctricos o de gas.

- ❖ Cuidar el agua, eliminar fugas y usos dispendiosos

### **Ahorro de energía en aire acondicionado**

En los sistemas de aire acondicionado es recomendable utilizar algunas medidas para la ganancia de calor envolvente y así obtener ahorros de energía.

- ❖ Aplicar aislamientos de techos y paredes.
- ❖ Utilizar colores claros en paredes.
- ❖ Utilizar impermeabilizantes con acabado reflectivo.
- ❖ Instalar elementos sombreados en ventanas y utilizar ventanas con doble o triple vidrio.

### **Ahorro de energía en refrigeración**

Para los sistemas de refrigeración existen medidas de igual manera que ayuden al ahorro de energía. Su principal objetivo es lograr el bajo contenido calorífico en productos y equipos removiendo el calor del producto como del ambiente en el que se encuentra.

- ❖ Adquirir refrigeradores de alto rendimiento.
- ❖ Asegurar una buena ventilación del refrigerador.
- ❖ Proporcionar un adecuado mantenimiento preventivo en los rodamientos, bandas de transmisión, serpientes de condensadoras, serpientes de evaporadoras y termostatos.
- ❖ Seleccionar adecuadamente que productos van a congelación y cuales a conservación y no mezclarlos.
- ❖ Fijar la temperatura como función de las tablas de temperatura recomendadas para congelación y conservación por tipo de producto. Tener cámaras a diferentes temperaturas.
- ❖ Permitir la libre circulación de aire alrededor de los productos.
- ❖ No introducir productos calientes innecesariamente al refrigerador.

- ❖ No introducir líquidos sin tapa al refrigerador.
- ❖ Los empaques y contenedores deben ser de materiales buenos conductores del calor y evitar materiales que puedan ser aislantes.
- ❖ Los contenedores deben permitir una buena circulación de aire a los productos.
- ❖ Evitar que los contenedores se calienten innecesariamente antes de ser introducidos al refrigerador.
- ❖ Evitar introducir contenedores con agua o humedad.
- ❖ Evitar ganancias de calor por infiltraciones de aire, ya sea por mantener abiertas las puertas mucho tiempo, o por desperfectos en el sellado.

### **Ahorro de energía en iluminación**

- ❖ Dar mantenimiento y limpieza a luminarias.
- ❖ Implementar cultura de encendido y apagado de equipos electrónicos.
- ❖ Pintar paredes y techos de colores claros.
- ❖ Verificar niveles de iluminación.
- ❖ Instalar luminarias eficientes.
- ❖ Instalar fotoceldas para que no se enciendan las luminarias cuando exista aportación de luz natural.
- ❖ Instalar sistemas de control y automatización, como sensores de presencia.
- ❖ Instalar más ventanas para el menor uso de la iluminación artificial.
- ❖ Instalar temporizadores.



#### 4.8 Propuesta de horario para el uso de la energía correctamente.

Para la propuesta de la universidad, se registró que su mayor consumo sucede durante el periodo intermedio, el cual es el periodo en el que la universidad tiene clases y por ende la mayoría de los salones utiliza la energía eléctrica.

El punto importante para poder mover la carga eléctrica de un periodo a otro, es necesario saber lo que se ocupa por la noche, ya sean luminarias, dispensadores de agua eléctricos, aires acondicionados, televisiones, computadoras, extensiones, cafeteras, motores, bombas entre otras. Es por ello que se propone un cambio de horarios en los periodos para poder así tener un menor cobro en el uso de la energía eléctrica.

Como se había mencionado anteriormente el mayor porcentaje del uso de la energía eléctrica se utiliza en el periodo de intermedio el cual abarca desde las 6:00 de la mañana hasta las 20:00 horas y continúa de las 22:00 horas a la media noche de lunes a viernes en la temporada de invierno. En ese lapso que se interrumpe entra el periodo de punta con un mayor cobro, el cual es el que se quiere dejar de utilizar.

<b>Horario tarifa HM</b>			
<i>Día/Periodo</i>	Periodo básico	Periodo intermedio	Periodo punta
<i>Lunes a viernes</i>	0:00 – 6:00	6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
<i>Sábado</i>	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
<i>Domingo</i>	0:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

La propuesta sería que en este caso de la universidad solo trabaje de 6:00 am hasta las 20:00 pm para así poder seguir estando en la tarifa intermedia y no llegar al cobro más alto que es el periodo de punta. En dado caso que se requiera de utilizar

las instalaciones para extra clases o la utilización de maquinarias o el uso de laboratorios, sería recomendable trabajar en un horario de 22:00 pm hasta las 24:00 horas y si se requiera trabajar más, sería en un horario de las 0:00 hasta las 7:00 am del día siguiente y así estar dentro de los periodos más accesibles y no tan costosos como el periodo punta.

Para el caso de la temporada de verano, existen dos periodos de punta que abarcan los días de lunes a viernes y el día sábado.

El cambio que abarcaría acá, sería tener las laborales en un horario de 6:00 de la mañana hasta las 18:00 de la tarde de lunes a viernes y si en dado caso se requiere continuar con el trabajo, esto se continuaría cuatro horas después, ósea de las 22:00 a las 24:00. Y para cualquier otro uso de igual manera se podría empezar desde las 22:00 hasta las 8:00 de la mañana del día sábado para así no pagar el mayor periodo.

Para el día del sábado, se propone empezar el horario de trabajo desde las 8:00 y terminarlo antes de las 19:00 de la tarde y si fuera necesario seguir trabajando, el horario sería de 21:00 de la noche hasta las 24:00 y se podría continuar hasta las 18:00 horas del siguiente día para así abarcar el periodo base que es el periodo más barato de la tarifa HM.

<b>Horario tarifa HM</b>			
<i>Día/Periodo</i>	Periodo básico	Periodo intermedio	Periodo punta
<i>Lunes a viernes</i>	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
<i>Sábado</i>	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
<i>Domingo</i>	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

#### 4.9 Propuesta de mantenimiento preventivo y correctivo.

Mantenimiento para el SFVIR:

- ❖ 1. Inspeccionar visualmente los residuos
- ❖ 2. Limpieza de módulos
- ❖ 3. Inspección del cableado de los paneles
- ❖ 4. Control de las características eléctricas del módulo
- ❖ 5. Inspección de la estructura metálica
- ❖ 6. Efecto de sombra
- ❖ 7. Limpieza de cajas de agrupamiento
- ❖ 8. Chequeo de cuadros eléctricos
- ❖ 9. Verificación de la puesta a tierra
- ❖ 10. Mantenimiento del inversor
- ❖ 11. Mantenimiento del terreno

Mantenimiento para los equipos:

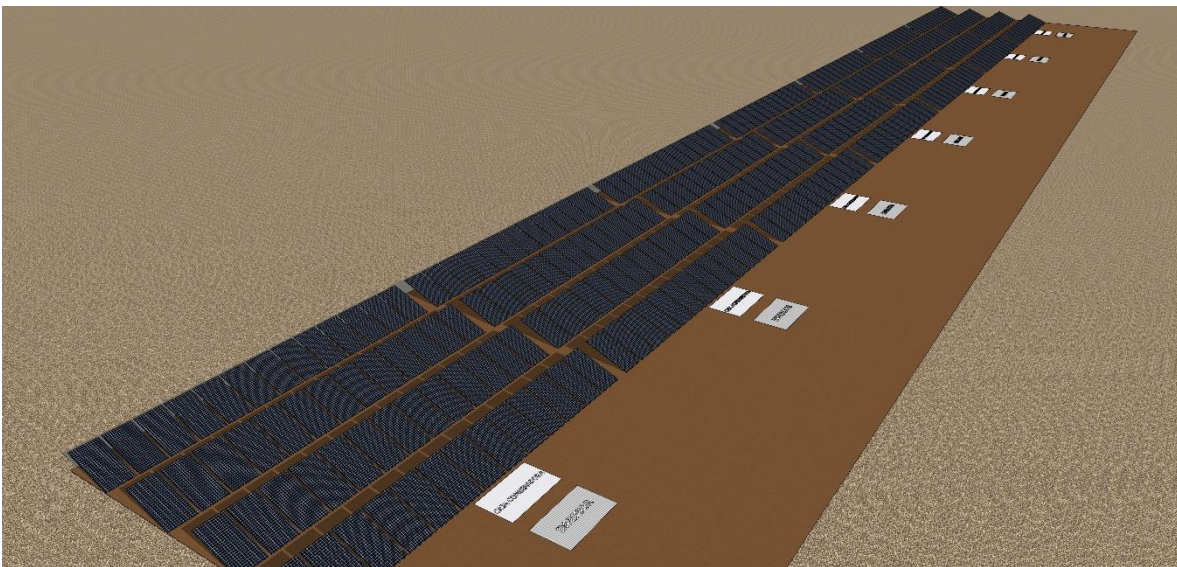
Equipo	Revisión
Contactos, conductores y aislamiento	<ul style="list-style-type: none"><li>❖ Presión de contactos (falsos contactos)</li><li>❖ Arcos entre contactos</li><li>❖ Resistencia de uniones y contactos</li><li>❖ Puntos calientes</li><li>❖ Empalmes de conductores</li><li>❖ Resistencia de aisladores</li><li>❖ Estado de aisladores</li><li>❖ Depósito de polvo sobre conductores, aisladores y equipo en general</li></ul>

<p>Motores y transformadores</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Resistencia de aislamiento.</li> <li>❖ Lubricación de rodamientos y partes móviles.</li> <li>❖ Evaluación de eficiencia de motores con diversas cargas.</li> <li>❖ Eliminación de polvo y evitar su acumulación.</li> <li>❖ Sistemas de enfriamiento.</li> <li>❖ Estado del aceite aislante en transformadores.</li> <li>❖ Estado de aisladores en transformadores.</li> <li>❖ Dispositivos de protección.</li> </ul>
<p>Alumbrado</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Niveles de iluminación. Compararlos con los recomendados para distintas áreas, según la actividad.</li> <li>❖ Consumo de energía en iluminación.</li> <li>❖ Eficiencia de lámparas, luminarios y balastos.</li> <li>❖ Sustitución de lámparas y accesorios.</li> <li>❖ Limpieza de lámparas, luminarios, reflectores, difusores, pantallas, etc.</li> <li>❖ Limpieza y pintura de paredes y techo.</li> </ul>

- |  |   |
|--|---|
|  | <ul style="list-style-type: none"><li>❖ Limpieza de vidrios de ventanas.</li><li>❖ Control de las horas de uso.</li></ul> |
|--|---|

El mantenimiento correctivo se aplica después de que la instalación fotovoltaica entra en operación. Normalmente se puede subsanar la situación con el reemplazo de los elementos dañados, aunque otras veces es necesario una reparación y debe de realizarse por el personal especializado. En este tipo de mantenimiento es fundamental el tiempo de respuesta, teniendo en cuenta que el tiempo perdido en la reparación repercute en la producción del sistema fotovoltaico. Una vez que se detectó la falla, se debe tener los repuestos ya previamente pensados, para así obtener una respuesta rápida para para que siga funcionando correctamente.

#### 4.10 Propuesta de diseño simulada.



**Figura 4.1:** *Diseño propio de propuesta simulada.*

Se realizó un diseño simulado con un área libre disponible que cuenta la universidad que es aproximadamente de 20,000 m<sup>2</sup>. Como se puede observar en el área

disponible, solo cabrían 6 arreglos con 6 inversores de 30 inversores que sería lo necesario a instalar. Por lo cual es necesario un área de 100,000 m<sup>2</sup>.

#### **4.11 Reducción del CO<sub>2</sub>.**

La universidad tiene un consumo de 1,100,800.00 kWh al año, por lo cual emite la cantidad de 580,121.6 tCO<sub>2</sub> anualmente con la energía convencional.

Luego se calculó, pero suponiendo que todo eso se utilizara mediante la energía solar fotovoltaica, se obtuvo lo siguiente: 35.2 tCO<sub>2</sub> *anualaes*.

Se suministraría 868,760.00 kWh del SFVIR, por lo cual se calculó sus emisiones.

Emisión anual con energía convencional: 457,836.52 tCO<sub>2</sub>.

Emisión anual con energía solar: 27.80 tCO<sub>2</sub>.

El ahorro anual que se tendría después del uso de la energía solar fotovoltaica como fuente de energía eléctrica sería de 580,086.37 tCO<sub>2</sub>

Así mismo con los árboles, ya que la misma cantidad de módulos fotovoltaicos equivale a 33,352 arboles

#### **4.12 Beneficios del proyecto.**

1. La utilización de los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red hace que se genere energía eléctrica de fuentes renovables para así ir reducir el consumo de la energía convencional(fósil).
2. Favorece al desarrollo sustentable, ya que aplicando nuevos sistemas de generación eléctrica renovable ayuda a que cada día se conserve el medio ambiente.

3. La utilización de los métodos de ahorro eficiente de energía como se plantearon en los capítulos pasados trae consigo que muchos equipos viejos que se utilizaban anteriormente se cambien por equipos más eficientes y estos utilicen menos energía eléctrica, además de que son más duraderos y de mejor calidad a como se fabricaban hace años.
4. La reducción de la demanda eléctrica, ya que la implementación de equipos eficientes que utilicen menos energía.
5. Reducción de costos de operación y mantenimiento, tanto para los equipos ahorradores de energía como para el sistema fotovoltaico trae consigo que se reduzcan los mantenimientos que se utilizaban anteriormente por fallas o arreglos cotidianos por equipos obsoletos.

Como se observó en la tabla 3.3, el retorno de inversión sería de 4 años sea aplicando cualquiera de las diferentes maneras, ya sea suministrando el 100%, 80% o 50%. La inversión inicial con el 100% sería de \$ 5,527,246.64 MXN, para el 80% sería de \$ 4,421,797.31 MXN y para el 50% sería de \$ 2,763,623.32 MXN.

Así mismo se realizó la proyección de energía en la figura 3.14 la cual nos da el resultado de cuando generaría el sistema fotovoltaico a lo largo del año.

También se obtuvo el resultado de la proyección de ahorro, la cual nos menciona que al utilizar el sfvir en el periodo intermedio generará una reducción la cual hará que la universidad llegue a un ahorro anual del 77% de la energía eléctrica.

#### **4.13 Costo-beneficio**

Se utilizó el programa de Excel para realizar el histórico, así como el retorno y sus graficas correspondientes con el programa Origins y Excel.

Analizando el histórico y su grafica correspondiente se obtuvieron los datos siguientes:

1. El histórico fue basado desde el mes de junio del 2015 al mes de agosto del 2014, y su demanda promedio que tenía anualmente era de 314.3 kW
2. El promedio del consumo anual para la tarifa base fue de 11,520.0 kWh
3. El promedio del consumo anual para la tarifa intermedia fue de 72,396.7 kWh.
4. El promedio del consumo anual para la tarifa punta fue de 7,816.7 kWh.
5. El consumo total anual de la tarifa base fue de 138.240.0 kWh.
6. El consumo total anual de la tarifa intermedia fue de 868,760.0 kWh.
7. El consumo total anual de la tarifa punta fue de 93,800.0 kWh.
8. El importe anual del consumo total fue de 1,100,800.0 kWh.
9. El importe anual del costo total fue de \$2,144,101.00 MXN.
10. En la gráfica del consumo histórico se observa que para la tarifa base, el mayor consumo fue en el mes de septiembre del 2014 con una demanda de 413.0 kW y un consumo de 16,800.0 kWh.



11. Para la tarifa intermedia los meses que tuvieron un mayor consumo de electricidad fueron junio 2015, octubre 2014, septiembre 2014 y agosto 2014 superando los 100,000.00 kWh.

12. Para la tarifa en punta, el mes de mayor consumo fue en marzo del 2015.

En la tabla 3.5 y en la gráfica del retorno de inversión. Se obtuvieron datos conforme a una propuesta de ahorro invirtiendo el 100%, el 80% o el 50% para ver así cual sería la mejor opción. Estos datos nos ayudaron para determinar el retorno u otras palabras, los años que se tardarían en recuperar la inversión de la aplicación del sistema fotovoltaico interconectado a la red. Los datos obtenidos fueron los siguientes:

1. Los datos se propusieron a un plazo de 30 años, ya que es la vida útil de los módulos fotovoltaicos, empezando desde el año 2016 que sería el inicio de la aplicación.
2. El costo de inversión para el 100% sería de \$ 5,527,246.64 MXN.
3. El costo de inversión para el 80% sería de \$ 4,421,797.31 MXN.
4. Para el costo de inversión del 50% sería de \$ 2,763,623.32 MXN.
5. Realizando los cálculos nos arrojó que para el año 2019, la inversión ya estaría cubierta, por lo cual nos dice que tardaría cuatro años en recuperar la inversión de la aplicación del SFVIR.

#### 4.14 Diagrama unifilar.

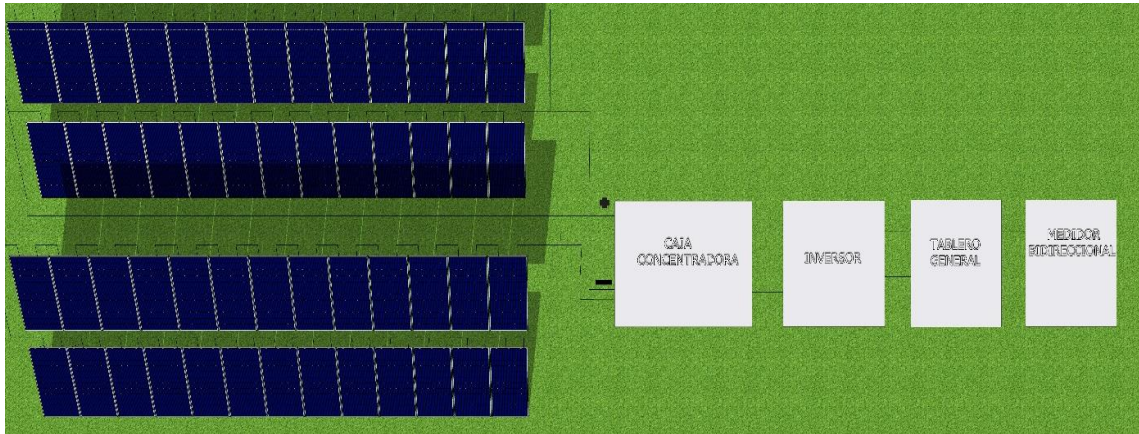


Figura 4.2: Diagrama unifilar del arreglo fotovoltaico.

#### 4.15 Diagrama de conexiones eléctricas.

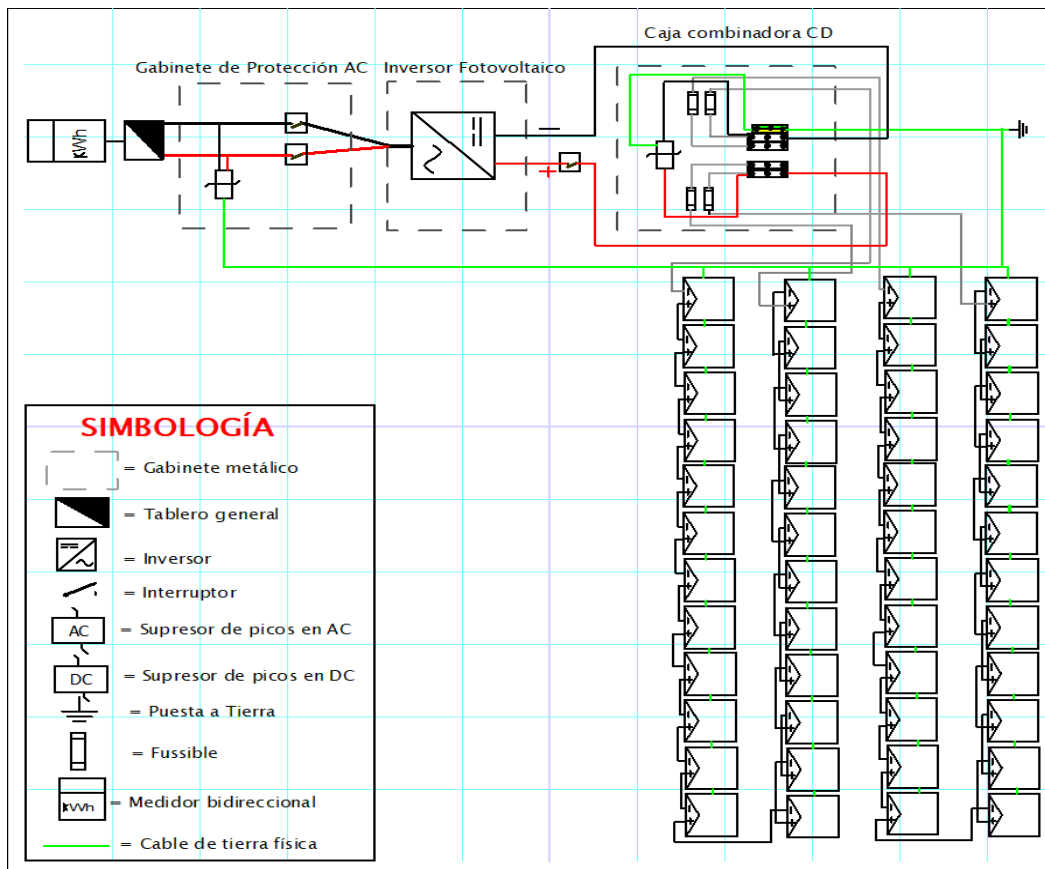


Figura 4.3: Diagrama de conexiones eléctricas.

## Conclusiones

La energía solar fotovoltaica es una fuente renovable indispensable hoy en día, la cual puede llegar a reducir los costos de consumo de la energía eléctrica en la tarifa de media tensión (HM). La inquietud que me llevo a realizar el análisis y diseño de este proyecto fue el uso inadecuado que le dan las industrias de media tensión al consumo de energía eléctrica. Por lo cual se propuso un *sfvir*.

Cabe mencionar que, para todo un buen diseño fotovoltaico interconectado a la red, hay que realizar un análisis sobre la tarifa a evaluar, ya que cuenta con muchos factores que son muy relevantes, entre ellos los tres diferentes periodos base, intermedio y punta, como lo fue en este proyecto. Además. hay que tener en cuenta un buen diseño viene en conjunto con su propuesta de ahorro energético, ya que es un punto importante que ayudaría a la industria o las viviendas a mejorar el consumo, mejorar los equipos y darles un mejor uso para la vida.

A continuación, enumero los resultados obtenidos:

1. El uso de los sistemas fotovoltaicos interconectados a red ayudó a que se redujera las emisiones de CO<sub>2</sub>, con la cantidad de 580,086.37 *tCO<sub>2</sub>* anualmente.
2. La propuesta garantiza que el uso de los equipos eléctricos, tanto en la industria como en la vivienda servirán para darles una extensa vida útil al considerar focos LED, aires acondicionados INVERTER, motores de alta frecuencia, sistemas de presencia.
3. Atender los tres horarios que maneja CFE en la tarifa HM poniendo atención en el periodo punta, debido a que este último tiene un mayor costo con relación al periodo base e intermedia.
4. El ahorro de la energía eléctrica sería de un 77 % anual.
5. Para los horarios en temporada de verano, sería un ahorro de 6 horas del día de lunes a viernes, y para la temporada de invierno sería un ahorro de 4 horas.

## **Bibliografía**

Bautista, J., Gorrocino, M., Raygoza, J. y Ramos, D. (2014). *Implementación de un Sistema Fotovoltaico Interconectado de 40.77KWp*. Papas selectas/Río fuerte, SA de CV. Monterrey, Nuevo León. SFVI-FIRCO. Tesis de maestría. Chihuahua, México.

<http://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1004/802>

Casas V. M., Rodríguez A. A. (2012), *Biblioteca de Electricidad y electrónica*, Editorial Altamar S.A. España.

Comisión nacional para el uso eficiente de la energía. 2009. *Medición y registro de la energía en las pequeñas y medianas empresas*, México, octubre 2009.

Comisión federal de electricidad. 2017. *Tarifas-CFE*.

Comisión reguladora de Energía. 2004. *Estructura tarifaria del sector eléctrico mexicano*, México.

De Andrade, María. (2015). *Ciencia y radiación solar*.

<https://www.definicionabc.com/ciencia/radiacion-solar.php>

El Heraldo. (2019). *Tarifas eléctricas aun con reforma suben 19%*.  
<https://heraldodemexico.com.mx/mer-k-2/tarifas-electricas-aun-con-reforma-suben-19/>

Fernández, G. y Cervantes, T., (2017). *Proyecto de diseño e implementación de un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica de la universidad tecnológica de Altamira*. Tesis de maestría. Tamaulipas, México.

<http://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1004/1927>

Horas de sol pico por día para la república mexicana. 2015. *Sistema de Información Geográfica para las energías renovables en México (SIGER)*.

[https://bioclicksun.files.wordpress.com/2015/02/sol\\_horas\\_pico\\_mexico.pdf](https://bioclicksun.files.wordpress.com/2015/02/sol_horas_pico_mexico.pdf)

Montes J. (2014). *Acondicionamiento de un inversor, mediante una propuesta de sistema audiovisual auxiliar para comunidades indígenas*. Tesis de maestría.

<http://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1004/801>

NOM-001-SEDE-2005, artículo 690-sistemas solares fotovoltaicos.

Sánchez, M. (2015). *Energía solar fotovoltaica*.

<https://www.amazon.com.mx/Energia-Solar-Fotovoltaica-Miguel-Sanchez/dp/9681871987>

Tecener. (2015). *Tarifas Eléctricas-Tutorial para el trabajo en campo*. Ciudad de México.

Teón, A. (2013). Implementación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red de las aulas ligeras en la UTT. Tesis de maestría. Tamaulipas, México.

<http://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1004/667>

Mondol JD, Yohanis YG, Smyth M, Norton B. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. *Solar Energy* 2006;80:1517–39.

Zahedi A. Solar photovoltaic (PV) energy; latest developments in the building integrated and hybrid PV systems. *Renew Energy* 2006;31:711–8.

Hoffmann W. PV solar electricity industry market growth and perspective. *Solar Energy Mater Solar Cells* 2006;90:3285–311.

Albrecht J. The future role of photovoltaics: a learning curve versus portfolio perspective. *Energy Policy* 2007;35:2296–304.

Van der Zwaan B, Rabl A. Prospects for PV: a learning curve analysis. *Solar Energy* 2003;74:19–31.



## Anexo 2: Solicitud para la conexión

### FORMATO 1

#### SOLICITUD PARA LA CONEXIÓN DE UN CLIENTE CON GENERACION RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACION EN PEQUEÑA O MEDIANA ESCALA

*Datos comerciales.*

Nombre del Cliente: \_\_\_\_\_

Dirección: \_\_\_\_\_ Población: \_\_\_\_\_

Estado : \_\_\_\_\_ RPU: \_\_\_\_\_ Tarifa: \_\_\_\_\_

***Datos de la instalación actual:***

Voltaje que CFE suministra: \_\_\_\_\_

kVA totales instalados: \_\_\_\_\_ kW instalados: \_\_\_\_\_ kW contratados: \_\_\_\_\_

***Instalación Propuesta:***

1.- Indicar el tipo de Fuente de Energía para usar:  Solar  Eolica  BioGas  
 Cogeneración  Otro: \_\_\_\_\_

2.- Indicar el número de unidades generadoras ( paneles solares, hélices, etc.): \_\_\_\_\_ unidades

3.- Indicar la capacidad total en Watt de la Planta de Generación: \_\_\_\_\_ Watt

4.- Indicar la producción diaria promedio estimada de la planta de Generación: \_\_\_\_\_ Wh

5.- Indicar el modelo y marca del dispositivo CD / CA : \_\_\_\_\_.

6a.- Indicar las protecciones que se proveen:

Sobre Voltaje  Sincronismo  Anti-isla  
 Sub Voltaje  Frecuencia  Sobrecorriente

6b.- En caso de Media Tensión, indicar la marca y modelo de las protecciones incluidas:

7.- Indicar los documentos entregados a CFE:

Convenio completamente llenado  Copia del manual del fabricante del generador  
 Copia del manual del fabricante del dispositivo CD/CA  Croquis de ubicación geográfica.

11.- Observaciones:

Lugar y Fecha: \_\_\_\_\_

RECIBE: \_\_\_\_\_



## Anexo 3: Contrato de interconexión

### MODELO DE CONTRATO DE INTERCONEXION PARA FUENTE DE ENERGIA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACION EN MEDIANA ESCALA.

**CONTRATO DE INTERCONEXION PARA FUENTE DE ENERGIA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACION EN MEDIANA ESCALA** QUE CELEBRAN, POR UNA PARTE, LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, DENOMINADA EN LO SUCESIVO EL **SUMINISTRADOR**, Y POR LA OTRA \_\_\_\_\_, A QUIEN EN LO SUCESIVO SE DENOMINARA EL **GENERADOR**, REPRESENTADO POR \_\_\_\_\_ EN SU CARACTER DE \_\_\_\_\_, AL TENOR DE LAS SIGUIENTES DECLARACIONES Y CLAUSULAS.

#### DECLARACIONES

I. Declara el **Suministrador** que:

- (a) Es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propios, que se rige por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, y acredita tal carácter en los términos del artículo 8 de la citada **Ley**.
- (b) Su representante, el señor \_\_\_\_\_, cuenta con todas las facultades necesarias para comparecer a la celebración del presente contrato, según consta en la Escritura Pública número \_\_\_\_\_ de fecha \_\_\_\_\_, pasada ante la fe del señor licenciado \_\_\_\_\_, Notario Público número \_\_\_\_\_ de la ciudad de \_\_\_\_\_.
- (c) Tiene su domicilio en \_\_\_\_\_, mismo que señala para todos los fines y efectos legales del presente **Contrato**.
- (d) El presente **Contrato** es aplicable a todos los **Generadores con Fuente de Energía Renovable y Generadores con Sistemas de Cogeneración** en mediana escala con capacidad de hasta 500 kW, que se interconecten a la red eléctrica del Suministrador en tensiones mayores a 1 kV y menores a 69 kV, y que no requieren hacer uso del **Sistema** del **Suministrador** para portear energía a sus cargas.

II. Declara el **Generador** que:

- (a) (Opción 1. persona física); Es una persona física que comparece por su propio derecho con capacidad jurídica para contratar y obligarse en términos del presente Contrato y se identifica con \_\_\_\_\_, expedida por \_\_\_\_\_, de fecha \_\_\_\_\_.

(Opción 2. persona moral); Es una sociedad mexicana, constituida de acuerdo con la Escritura Pública número \_\_\_\_ de fecha \_\_\_\_\_, pasada ante la fe del licenciado \_\_\_\_\_, Notario Público número \_\_\_\_\_ de la ciudad de \_\_\_\_\_, e inscrita en el Registro Público de Comercio de \_\_\_\_\_ bajo el número \_\_\_\_\_.

Su representante \_\_\_\_\_, quien actúa con el carácter de \_\_\_\_\_, cuenta con todas las facultades necesarias para la celebración del presente contrato, según se desprende de la Escritura Pública número \_\_\_\_\_ de fecha \_\_\_\_\_, pasada ante la fe del señor licenciado \_\_\_\_\_, Notario Público número \_\_\_\_\_ de la ciudad de \_\_\_\_\_ e inscrita en el Registro Público de Comercio de \_\_\_\_\_ bajo el número \_\_\_\_\_.

- (b) Tiene su domicilio en \_\_\_\_\_, mismo que señala para todos los fines y efectos legales de este **Contrato**.
- (c) Se obliga a proporcionar al Suministrador los anexos que formarán parte del Contrato, los cuales se describen a continuación:

1.- Anexo E-RMT "Características de los equipos de medición y comunicación"

2.- **Información Técnica** que acredite documentalmente que cuenta con equipo de cogeneración que cumple con los términos del artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

- (d) Se obliga a cumplir lo establecido por el Suministrador en el Anexo E-RDT "Requisitos Técnicos para la Interconexión" y en la normatividad aplicable.

#### CLAUSULAS

**PRIMERA.** Objeto del **Contrato**. El objeto de este **Contrato** es realizar y mantener durante la vigencia del mismo, la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional propiedad del **Suministrador** y la **Fuente de Energía Renovable** o el **Sistema de Cogeneración** en mediana escala del **Generador**.

**SEGUNDA.** Definiciones. Los términos que aparecen en este **Contrato**, ya sea en el propio cuerpo o en cualquiera de sus anexos, con inicial mayúscula y negrillas tendrán el significado que se les asigna en esta cláusula segunda. Dicho significado se aplicará al término tanto en singular como en plural.

- **Cogeneración.** Conforme a lo dispuesto en el artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- **Contrato.** El presente **Contrato** para **Fuente de Energía Renovable** o Sistema de Cogeneración en mediana escala incluyendo todos y cada uno de sus anexos.
- **Generador.** La persona física o moral que cuente con un equipo de generación eléctrica con **Fuente de Energía Renovable** o aquellas personas físicas o morales que cuenten con un **Sistema de Cogeneración** en mediana escala.
- **Información Técnica.** Información suficiente con la que se deberá demostrar que se cuenta con equipo de cogeneración que se acreditará con copias de alguno de los siguientes documentos: factura, manuales del fabricante, diagramas de proceso, entre otros.
- **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador.** Energía entregada por el **Generador** al **Suministrador** que no fue posible compensar en un mes anterior determinado y que se acumula para futuras compensaciones.
- **Fuente de Energía Renovable. Generadores** de energía renovable como se define en el artículo 3, fracción II, de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
- **Kilowatt hora (kWh).** Unidad convencional de medida de la energía eléctrica.
- **Ley.** La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- **Parte.** El Suministrador de acuerdo a la **Ley** y la persona física o moral que suscribe el Contrato.
- **Reglamento.** El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- **Sistema.** El Sistema Eléctrico Nacional propiedad del **Suministrador**.
- **Sistema de Cogeneración.** Dispositivos que en su conjunto producen energía eléctrica mediante **Cogeneración**.

**TERCERA.** Vigencia del **Contrato**. El presente **Contrato** surtirá efecto a partir de la fecha en que sea firmado por ambas **Partes** y tendrá una duración indefinida.

**CUARTA.** Terminación anticipada y rescisión. El presente **Contrato** podrá darse por terminado anticipadamente por cualquiera de las causas siguientes:

- a) Por voluntad del **Generador**, siendo requisito previo la notificación por escrito del Generador al **Suministrador** con anticipación no menor a treinta (30) días hábiles.
- b) Por necesidades del servicio, siendo requisito previo la notificación debidamente justificada por escrito del **Suministrador** al **Generador** con anticipación no menor a treinta (30) días hábiles.

c) Por acuerdo de las **Partes**.

El **Contrato** podrá rescindirse por contravención a las disposiciones que establece la **Ley**, el **Reglamento** y las demás disposiciones aplicables al **Contrato**, siempre y cuando dicha contravención afecte sustancialmente lo establecido en este **Contrato**, así como por el incumplimiento reiterado de alguna de las **Partes**, respecto de las obligaciones sustantivas que se estipulan en el presente Contrato.

Mientras no se rescinda el **Contrato**, cada **Parte** seguirá cumpliendo con sus obligaciones respectivas al amparo del mismo.

**QUINTA.** Entrega de energía por el **Generador**. El **Generador** se compromete a poner a disposición del **Suministrador** la energía producida por la **Fuente de Energía Renovable** o por el **Sistema de Cogeneración** en mediana escala, y el **Suministrador** se compromete a recibirla hasta por un total igual a la energía asociada a la potencia de kW.

La potencia máxima a instalar dependerá del tipo de servicio, y no podrá ser mayor a la carga contratada con el **Suministrador** de acuerdo a la cláusula octava del **Contrato** y estará limitada hasta 500 kW.

**SEXTA.** Interconexión. Las inversiones requeridas para la construcción de las instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios estarán a cargo del **Generador**.

Asimismo, estará a cargo del **Generador** cualquier modificación que sea necesario realizar a las instalaciones existentes del **Suministrador** para lograr la interconexión, mismas que, en su caso, realizará bajo la supervisión del **Suministrador** y previa autorización de éste.

Las instalaciones y equipos necesarios en el Punto de Interconexión así como los elementos de protección, requeridos para la interconexión con el **Sistema**, deberán cumplir con las especificaciones conducentes del **Suministrador** y las Normas Oficiales Mexicanas (NOM). Las características de estas instalaciones y equipos, serán las establecidas por el **Suministrador**.

**SEPTIMA.** Medición. Los medidores y los equipos de medición a ser usados para medir la energía entregada por el **Generador** al **Suministrador** y la que entregue el **Suministrador** al **Generador** serán instalados por el **Suministrador** a costa del **Generador**. Los medidores a instalar tendrán la capacidad de registrar la energía entrante y saliente en el punto de interconexión, así como de efectuar la medición neta en cada subintervalo de cinco minutos, entre la energía eléctrica entregada por el **Suministrador** al

**Generador** y la energía eléctrica entregada por el **Generador** al **Suministrador**. El **Generador** únicamente pagará la diferencia entre el costo del equipo necesario para realizar la medición de los parámetros indicados en el presente **Contrato** y el costo del equipo convencional que instalaría el **Suministrador** para la entrega de energía eléctrica en caso de que el servicio se proporcionara al amparo de un contrato de suministro normal.

El **Generador** puede instalar y mantener a su propio cargo, medidores y equipo de medición de reserva en el Punto de Interconexión adicionales a los mencionados en el párrafo anterior de esta cláusula, siempre y cuando cumplan con las normas y prácticas que tiene establecidas el **Suministrador** para ese propósito.

**OCTAVA.** Contrato de Suministro. El **Generador** se obliga a mantener vigente un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa aplicable durante todo el tiempo que dure la interconexión de su fuente con la red del **Suministrador**.

**NOVENA.** Facturación. Para fines de facturación, el consumo de energía normal del suministro que cuenta con **Fuente de Energía Renovable** o **Sistema de Cogeneración** en mediana escala se determinará con las siguientes ecuaciones:

IX.1 Para suministros en tarifa ordinaria en media tensión:

$$EFn = \max(0, EESn \text{ ERGn})$$

IX.2 Para suministros en tarifa horaria en media tensión:

$$EFnp = \max(0, EESn \text{ ERGn})p$$

Donde:

$EF_n$  = Consumo de energía normal del Suministro en el mes de facturación n;  $EES_n$  = Energía entregada por el Suministrador en el mes de facturación n;  $ERG_n$  = Energía recibida del Generador en el mes de facturación n;  
 $p$  = energía en punta, energía intermedia, energía base. Las unidades de  $EF_n$  y  $EF_{np}$  se expresan en kWh.

- a) Cuando la diferencia,  $EES_n - ERG_n$  sea negativa, se considerará como un crédito a favor del **Generador** y se conservará como **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador**, clasificándose en el periodo horario y mes en que el crédito fue generado. Dicho crédito será compensado automáticamente en los siguientes periodos de facturación, siempre y cuando exista energía a cargo del **Generador** que permita efectuar la compensación.
- b) Cuando la diferencia,  $EES_n - ERG_n$ , sea positiva, y exista **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador**, se realizarán las compensaciones que sean posibles, desde el mes más antiguo hasta el más reciente.

Lo anterior se realizará hasta agotar la energía acumulada o hasta que la facturación normal del suministro del mes sea de cero kilowatthoras.

Si la facturación normal del suministro del mes llega a cero kilowatthoras antes que se agote la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador**, el remanente de esta última se conservará, clasificado en el periodo horario y mes en que se generó, para utilizarse en futuras compensaciones.

Dicha energía deberá compensarse en un período máximo de 12 meses siguientes al mes en que se originó cada una de sus partes. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el **Generador** renuncia a cualquier pago o bonificación por este concepto.

- c) Las compensaciones se efectuarán automáticamente, restando de la energía entregada por el **Suministrador** en el mes de facturación, la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador**, según se trate de un contrato de suministro con o sin tarifa horaria. No se compensarán excedentes generados en el mes de facturación, con la energía entregada por el **Suministrador** en el mismo mes de facturación.
- c.1) La compensación automática para suministros proporcionados en tarifa ordinaria se realizará en el siguiente orden:
    - a. Se tomará la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador** del mes más antiguo, y se compensará contra la energía entregada por el **Suministrador** en el mes de facturación tomando en cuenta las consideraciones del inciso c.3.
    - b. Se repetirá la operación con la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador** del mes inmediato posterior al mes más antiguo, hasta que la energía entregada por el **Suministrador** en el mes de facturación sea cero o hasta que se agote la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador**.
  - c.2) La compensación automática para suministros proporcionados en tarifa horaria se realizará en el siguiente orden:
    - a. Se tomará la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador**, en el periodo punta del mes más antiguo, y se compensará\* contra la energía entregada por el **Suministrador** en el periodo de punta del mes de facturación.
    - b. Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador** en el periodo punta del mes más antiguo, se compensará\* contra la energía entregada por el **Suministrador** en el periodo de intermedia del mes de facturación.
    - c. Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la **Energía Acumulada de Meses**

**Anteriores en Favor del Generador** en el período punta del mes más antiguo, se compensará\* contra la energía entregada por el **Suministrador** en el periodo de base del mes de facturación.

- d. Se tomará la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador**, en el período intermedia del mes más antiguo, y se compensará\* contra la energía entregada por el **Suministrador** en el periodo de punta del mes de facturación.
- e. Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador** en el período intermedia del mes más antiguo, se compensará\* contra la energía entregada por el **Suministrador** en el periodo de intermedia del mes de facturación.
- f. Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador** en el período intermedia del mes más antiguo, se compensará\* contra la energía entregada por el **Suministrador** en el periodo de base del mes de facturación.
- g. Se tomará la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador**, en el período base del mes más antiguo, y se compensará\* contra la energía entregada por el **Suministrador** en el periodo de punta del mes de facturación.
- h. Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador** en el período base del mes más antiguo, se compensará\* contra la energía entregada por el **Suministrador** en el periodo de intermedia del mes de facturación.
- i. Si después de efectuar la operación anterior, queda remanente en la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador** en el período base del mes más antiguo, se compensará contra la energía entregada por el **Suministrador** en el periodo de base\* del mes de facturación.
- j. Se repetirán las operaciones de los incisos a) al i) con la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador** del mes inmediato posterior al más antiguo, hasta que la energía entregada por el **Suministrador** en el mes de facturación sea cero, o hasta que se agote la **Energía Acumulada de Meses Anteriores en Favor del Generador**.

\* tomar en cuenta las consideraciones del inciso c.3

- c.3) Debido a que la energía tiene cargos diferentes dependiendo del horario y mes en que fue generada, para efectuar las compensaciones se debe convertir la energía acumulada de meses anteriores a kilowatthoras equivalentes actuales, mediante las siguientes consideraciones:

#### **Ordinaria.**

- a. Se tomará el cargo de la energía del mes más antiguo entre el cargo de la energía del mes facturable.

#### **Horaria.**

- a. Cuando se requiera convertir energía acumulada en el mismo periodo horario (punta punta, intermedia intermedia, base base) se tomará el cargo de la energía del mes más antiguo del periodo horario entre el cargo de la energía del mismo periodo del mes facturable.
- b. Cuando se requiera convertir energía acumulada de diferentes periodos horarios (X Y; punta intermedia, punta base; intermedia punta, intermedia base; base punta, base intermedia) se tomará el cargo de la energía del mes más antiguo del periodo horario (X) entre el cargo de la energía de un diferente periodo horario (Y) del mes facturable.
- c. Si el suministro se proporciona en tarifa ordinaria, los cargos por energía consumida por el Generador en el mes de facturación, serán los que resulten de aplicar, al valor de  $EF_n$  expresado en kWh, las cuotas establecidas en el Acuerdo de Tarifas vigente.
- d. Si el suministro se proporciona en tarifa horaria, los cargos por energía consumida por el Generador en el mes de facturación, serán los que resulten de aplicar, en cada uno de los diferentes períodos horarios, al valor del  $EF_{np}$  expresado en kWh, las cuotas establecidas en el Acuerdo de Tarifas vigente, que corresponda a la región en que se ubica la Fuente de Energía Renovable.
- e. Después de efectuar las compensaciones, el valor de  $EF_n$  o  $EF_{np}$  resultante se considerará como un crédito a favor del Suministrador y se facturará al Generador en la tarifa aplicable según el contrato

mencionado en la cláusula octava, previa aclaración de que los cargos indicados en los incisos d) y e) anteriores corresponden exclusivamente a los cargos por el consumo de energía de suministro normal, por lo que a los montos resultantes se les añadirán los demás conceptos establecidos en el Acuerdo de Tarifas vigente.

**DECIMA.** El **Generador** se obliga a no intervenir ni modificar los equipos en sus instalaciones que están asociados a la desconexión de su fuente de energía, ni a los asociados a la desconexión al punto de entrega del **Suministrador**. En caso contrario, el **Generador** deberá responder de los daños y perjuicios que cause al **Suministrador**.

**DECIMA PRIMERA.** Pagos. Todos los pagos que resulten de la aplicación del presente contrato se harán en moneda de curso legal en los Estados Unidos Mexicanos en las oficinas de atención al público del **Suministrador** o en las instituciones bancarias o medios que éste establezca.

**DECIMA SEGUNDA.** Supletoriedad. Para lo no establecido en el **Contrato**, se aplicarán las disposiciones del contrato de suministro de energía eléctrica mencionado en la cláusula octava de este **Contrato**.

**DECIMA TERCERA.** Modificaciones. Cualquier modificación al presente **Contrato** deberá formalizarse por escrito y el nuevo **Contrato** sustituirá al anterior.

**DECIMA CUARTA.** Caso fortuito y fuerza mayor. Las **Partes** no serán responsables por el incumplimiento de sus obligaciones cuando el mismo resulte de caso fortuito o fuerza mayor.

**DECIMA QUINTA.** Cesión de derechos. El **Generador** tiene prohibida la cesión parcial o total de los derechos y obligaciones derivadas del presente **Contrato**, sin la previa autorización por escrito del **Suministrador**.

**DECIMA SEXTA.** Legislación y tribunales. El presente **Contrato** se rige e interpreta por las leyes federales de los Estados Unidos Mexicanos y, en particular, por la **Ley** y su **Reglamento**. Las controversias que surjan del presente contrato serán competencia de los tribunales federales en la ciudad

\_\_\_\_\_ y al efecto las partes renuncian al diverso fuero que pudiere corresponderles por razón de su domicilio u otras causas.

Este **Contrato** se firma en \_\_\_\_\_ ejemplares en la Oficinas del Suministrador, ubicadas en la dirección \_\_\_\_\_, el de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_.

**EL SUMINISTRADOR**

**EL GENERADOR**

Las firmas y antefirmas que anteceden corresponden al **Contrato** celebrado entre \_\_\_\_\_ (el **Suministrador**) y \_\_\_\_\_ (el **Generador**).